

**ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК
ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ**

ИТС 38-2022

СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА НА КРУПНЫХ УСТАНОВКАХ В ЦЕЛЯХ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ



Москва
2022

Оглавление

Введение	VI
Краткое содержание	VII
Нормативные акты	VIII
Предисловие	XI
Область применения	1
Обозначения и сокращения	6
Единицы измерения	10
Раздел 1 Общая характеристика электроэнергетической отрасли России	11
1.1 Сведения о производственной структуре и ключевые показатели функционирования электроэнергетики России	11
1.1.1 Зоны электроснабжения	11
1.1.2 ЕЭС России	12
1.1.3 Генерирующие мощности	12
1.1.3.1 Применяемые технологии производства электроэнергии	12
1.1.3.2 Генерирующие мощности в зоне централизованного электроснабжения (ЕЭС России)	15
1.1.3.3 Генерирующие мощности в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока	17
1.1.3.4 Структура генерирующих мощностей ТЭС по видам топлива	18
1.1.3.5 Возрастная структура генерирующего оборудования ТЭС России	19
1.1.4 Производство электроэнергии в ЕЭС России	23
1.1.4.1 Производство электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения (ЕЭС России)	23
1.1.4.2 Производство электроэнергии в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока	24
1.1.5 Использование топлива	25
1.1.5.1 Использование топлива на ТЭС и котельных электроэнергетической отрасли	25
1.1.5.2 Прогноз потребности ТЭС в топливе	26
1.1.6 Показатели энергетической эффективности ТЭС	29
1.2 Экологические показатели ТЭС	32
1.2.1 Воздействие электростанций отрасли на атмосферный воздух	32
1.2.2 Воздействие электростанций отрасли на водные объекты	34
1.2.2.1 Забор воды	34
1.2.2.2 Сброс загрязненных сточных вод	35
1.2.3 Образование отходов на электростанциях отрасли	36
1.2.4 Акустическое воздействие (шум)	38

1.2.5 Выбросы парниковых газов в электроэнергетике	39
1.3 Характеристика системы централизованного теплоснабжения России	40
1.3.1 Источники теплоснабжения	40
1.3.2 Отпуск тепловой энергии	41
1.3.3 Использование топлива	41
Раздел 2 Производство энергии при сжигании углей.....	42
2.1 Описание технологических процессов	42
2.1.1 Транспортировка, разгрузка и хранение твердого топлива.....	43
2.1.2 Сжигание твердого топлива.....	49
2.1.3 Технологии, применяемые для снижения выбросов маркерных загрязняющих веществ	62
2.1.3.1 Технологии, применяемые для снижения выбросов золы твердого топлива	62
2.1.3.2 Технологии, применяемые для снижения выбросов оксидов азота ..	75
2.1.3.3 Технологии, применяемые для снижения выбросов оксидов серы ..	82
2.1.4 Обращение с золошлаками	83
2.2 Методология определения технологических показателей выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива	93
2.3 Текущие уровни выбросов ЗВ в окружающую среду при сжигании твердого топлива	95
2.4 Определение НДТ при сжигании твердого топлива	104
2.4.1 Определение НДТ разгрузки, хранения и предварительной подготовки твердого топлива.....	104
2.4.2 Определение НДТ снижения выбросов золы твердого топлива	113
2.4.3 Определение НДТ снижения выбросов оксидов азота NO _x при сжигании твердого топлива.....	115
2.4.4 Определение НДТ снижения выбросов SO _x при сжигании твердого топлива.....	119
2.4.5 Определение НДТ обращения с золошлаками	121
2.5 НДТ сжигания твердого топлива.....	124
2.5.1 НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива.....	124
2.5.2 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива.....	125
2.5.3 НДТ обращения с золошлаками.....	126
2.6 Экономические аспекты реализации НДТ.....	127
2.7 Определение технологических показателей выбросов маркерных загрязняющих веществ для угольных КТЭУ	131
2.8 Перспективные технологии	137
2.8.1 Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара.....	137
2.8.2 Газификация твердого топлива.....	138
2.8.3 Перспективные системы обращения с ЗШО на ТЭС	141

2.8.3.1 Полувлажная технология внутреннего шлакоудаления	141
2.8.3.2 Безводные технологии внутреннего шлакоудаления.....	141
2.8.3.3 Гранулирование золошлаков	142
2.8.4 Аммиачно-сульфатная установка сероочистки.....	142
2.8.5 Комбинированный золоуловитель для пылеугольных котлов, сжигающих экибастузские и кузнецкие угли	144
2.8.6 Установки азотоочистки по технологии селективного каталитического восстановления (СКВ).....	146
Раздел 3 Производство энергии при сжигании газообразных топлив	148
3.1 Описание технологических процессов	148
3.1.1 Сжигание природного газа в топках котлов.....	148
3.1.2 Сжигание природного газа в газотурбинных установках.....	149
3.1.3 Газовое хозяйство ТЭС.....	157
3.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду.....	158
3.3 Определение НДТ снижения выбросов при сжигании газообразного топлива	165
3.4 НДТ снижения выбросов NO _x при сжигании газообразного топлива.....	167
3.5 Экономические аспекты реализации НДТ	167
3.6 Перспективные технологии	168
Раздел 4 Производство энергии при сжигании жидкого топлива	171
4.1 Описание технологических процессов	171
4.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду.....	175
4.3 Определение НДТ при сжигании жидкого топлива.....	178
4.3.1 Определение наилучших доступных технологий для разгрузки, хранения и подготовки жидкого топлива	178
4.3.2 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов диоксида серы SO ₂ при сжигании жидкого топлива.....	179
4.3.3 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов оксида азота NO _x при сжигании жидкого топлива	180
4.4 НДТ при сжигании жидкого топлива.....	183
4.4.1 НДТ разгрузки, хранения и транспортировки жидкого топлива.....	183
4.4.2 НДТ снижения выбросов оксидов азота NO _x при сжигании жидкого топлива.....	184
4.4.3 НДТ снижения выбросов оксидов серы SO ₂ при сжигании жидкого топлива.....	184
4.4.4 НДТ ликвидации продуктов очистки оборудования мазутного хозяйства	184
Раздел 5 Системы охлаждения КТЭУ	185
Раздел 6 Воздействие ТЭС на водные объекты	189
6.1 Виды воздействия ТЭС на водные объекты	189
6.2 Воздействие систем охлаждения ТЭС	189

6.3 Воздействие водоподготовительных установок	194
6.3.1 Предварительная очистка (осветление) воды	194
6.3.2 Технологии умягчения и обессоливания воды	199
6.3.3 Рекомендации по выбору технологий водоподготовки на ТЭС	205
6.4 Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами	207
6.5 Стоки, загрязненные взвешенными веществами	208
6.6 Сточные воды, загрязненные специфическими веществами	210
6.7 Определение НДТ снижения воздействия на водные объекты	211
6.8 НДТ снижения воздействия на водные объекты	217
Раздел 7 Акустическое воздействие (шум)	219
7.1 Источники шума на ТЭС	219
7.2 НДТ снижения шума	220
Раздел 8 Организация ПЭК на ТЭС	222
8.1 Контроль стационарных источников выбросов	223
8.2 Контроль ГОУ	228
8.3 Контроль водопользования	229
8.3.1 Контроль объемов водопотребления и водоотведения	229
8.3.2 Контроль качества сточных вод	230
8.4 Общие метрологические требования к методам контроля	234
8.5 НДТ организации ПЭК на ТЭС	235
Раздел 9 Заключительные положения и рекомендации	242
Приложение А (обязательное) Перечень маркерных веществ	246
Приложение Б (обязательное) Перечень технологических показателей выбросов маркерных загрязняющих веществ	247
Приложение В (обязательное) Перечень НДТ	252
Приложение Г (обязательное) Ресурсная и энергетическая эффективность	274
Приложение Д (справочное) Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС	280
Приложение Е (обязательное) Заключение по НДТ	283
Библиография	313

Введение

Цель разработки – обеспечение реализации перехода предприятий электроэнергетики на принципы наилучших доступных технологий для улучшения показателей экономической и экологической эффективности путём постепенного вытеснения устаревших технологических и технических решений, замены их современными образцами и обеспечения сбалансированного решения задач устойчивого экономического роста и улучшения качества окружающей среды [6, 7]. С этой целью предполагается внедрение инновационных технологий, создание отечественного современного оборудования в рамках программы импортозамещения, улучшение экологической обстановки в регионах, повышение энергетической и экологической эффективности различных отраслей промышленности, в том числе объектов электроэнергетики и, в особенности, угольных ТЭС, использование низкоуглеродных и ресурсосберегающих технологий производства, транспортировки, хранения и использования энергоресурсов, включая технологии «чистого угля», а также повышение эффективности использования топлива в процессе генерации электрической и тепловой энергии. Разработанный справочник НДТ 38-2022 содержит рекомендации для достижения поставленных целей.

Настоящий информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (далее – Справочник НДТ 38-2022) разработан на основе анализа технологических, технических и управленческих решений, применяемых в области производства электроэнергии и теплоэнергии, и содержит описание используемых в настоящее время и перспективных технологических процессов, технических способов, методов предотвращения и сокращения негативного воздействия на окружающую среду, а также процессов, способов, методов, направленных на повышение энергоэффективности и экологической результативности, из числа которых выделены решения, признанные наилучшими доступными. Основные принципы и порядок разработки справочника НДТ установлены постановлением Правительства Российской Федерации от 23.12.2014 года № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям» в редакции от 31.12.2021 года, действующей с 01.03.2022 года.

Структура справочника НДТ 38-2022 соответствует ГОСТ Р 113.00.03-2019 «Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника».

Краткое содержание

Введение. Даны аннотация справочника НДТ, основные нормативные правовые акты, содержащие комплекс мер по переходу на принципы НДТ.

Предисловие. Указаны статус справочника и его взаимосвязь с аналогичными международными документами.

Область применения. Описаны основные виды деятельности, на которые распространяется действие справочника НДТ.

В **разделе 1** представлена общая характеристика электроэнергетической отрасли России.

В **разделе 2** представлены сведения о производстве энергии при сжигании каменных и бурых углей, включая:

- описание технологических процессов;
- текущие уровни эмиссии в окружающую среду на ТЭС, сжигающих твердое топливо;
- определение наилучших доступных технологий при сжигании твердого топлива;
- наилучшие доступные технологии;
- экономические аспекты реализации НДТ;
- перспективные технологии.

В **разделе 3** представлены сведения о производстве энергии при сжигании газообразных топлив, включая:

- описание технологических процессов;
- текущие уровни эмиссии в окружающую среду на ТЭС при сжигании газообразного топлива;
- определение наилучших доступных технологий при сжигании газообразного топлива;
- наилучшие доступные технологии при сжигании газообразного топлива;
- экономические аспекты реализации НДТ;
- перспективные технологии.

В **разделе 4** представлены сведения о производстве энергии при сжигании жидкого топлива:

- описание технологических процессов;
- текущие уровни эмиссии в окружающую среду на ТЭС при сжигании жидкого топлива;
- определение наилучших доступных технологий при сжигании жидкого топлива;
- наилучшие доступные технологии;
- экономические аспекты реализации НДТ;
- перспективные технологии.

В **разделе 5** представлены сведения о системах охлаждения КТЭУ, в том числе НДТ.

В **разделе 6** представлены сведения о воздействии КТЭУ (ТЭС) на водные объекты:

- описание технологических процессов;

- определение наилучших доступных технологий снижения воздействия на водные объекты;

- НДТ снижения воздействия на водные объекты.

В **разделе 7** приведены:

- источники шума при работе ТЭС на угле;

- источники шума при работе ТЭС с использованием жидкого и газообразного топлива;

- НДТ для снижения шума на ТЭС.

В **разделе 8** приведены сведения об организации производственного экологического контроля (далее – ПЭК) на КТЭУ, в том числе НДТ.

В **разделе 9** даны заключительные положения и рекомендации:

- общие сведения;

- состав технической рабочей группы (ТРГ 38);

- рекомендации.

Приложения содержат информацию, раскрывающую все ключевые подробности, включая технологические показатели выбросов загрязняющих веществ настоящего Справочника.

Библиография. Приведен перечень источников информации и нормативных правовых актов, использованных при разработке настоящего справочника НДТ.

Нормативные акты

Справочник НДТ 38-2022 разработан в соответствии:

- с поручением Президента Российской Федерации от 14.12.2021 Пр-2519, п. 2 по обеспечению актуализации информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям в сфере производства электрической и тепловой энергии через сжигание топлива с учетом особенностей определения таких технологий для территорий проведения эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на основе установленных национальными стандартами нормативов удельных выбросов для котельных установок и оборудования, предусмотрев при необходимости внесение изменений в законодательство Российской Федерации [19];

- с поручением Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Абрамченко от 08.09.2021 года № ВА-П11-124777 об обеспечении актуализации информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» [17];

- с поэтапным графиком актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям, утвержденным распоряжением Правительства РФ от 10.06.2022 года № 1537-р [18].

В основу Справочника НДТ 38-2022 положен ряд важных нормативно-правовых документов, предусматривающих комплекс мер по переходу на принципы НДТ и внедрению современных природоохранных технологий, в том числе:

- Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 года № 1523-р [1];

- Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года,

утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 года № 1209-р [2];

- Федеральный закон от 10.01.2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [3];

- Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 года № 1316-р «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» [4];

- Приказ Министерства промышленности и торговли РФ от 23.08.2019 года № 3134 «Об утверждении Методических рекомендаций по определению технологии в качестве наилучшей доступной технологии» [5];

- Постановление Правительства РФ от 31.12.2020 года № 2398 «Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» [14];

- Приказ Минприроды России от 18.04.2018 года № 154 «Об утверждении перечня объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ в Российской Федерации составляет не менее чем 60 процентов» [15];

- Постановление Правительства РФ от 09.03.2019 года № 250 «О внесении изменений в Правила определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям» [16].

Кроме того, при формировании Справочника учитывались рекомендации национальных стандартов, определяющих структуру и содержание информационно-технических справочников:

- ГОСТ Р 113.00.03-2019 Наилучшие доступные технологии. Структура информационно-технического справочника;

- ГОСТ Р 113.00.04-2020 Наилучшие доступные технологии. Формат описания технологий;

- ГОСТ Р 56828.10-2015 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по актуализации информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям;

- ГОСТ Р 56828.11-2015 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по разработке раздела информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям по описанию приоритетных проблем отрасли;

- ГОСТ Р 56828.8-2015 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по описанию наилучших доступных технологий в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям;

- ГОСТ Р 56828.9-2015 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации по проведению сравнительного анализа производств при разработке информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям;

- ГОСТ Р 56828.2-2015 Наилучшие доступные технологии. Методические рекомендации представления информации по экономическим аспектам реализации наилучших доступных технологий в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям;

ИТС 38–2022

- ГОСТ Р 56828.4-2015 Наилучшие доступные технологии. Подходы к проведению сравнительного анализа ресурсоэффективности и экологической результативности предприятий для предупреждения или минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

В настоящем Справочнике применяются термины в соответствии со следующими национальными стандартами:

- ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения;
- ГОСТ 26691-85 Теплоэнергетика. Термины и определения;
- ГОСТ Р 54974-2012 Котлы стационарные паровые, водогрейные и котлы утилизаторы. Термины и определения;
- ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1) Установки газотурбинные. Термины и определения;
- ГОСТ 27065-86 Качество вод. Термины и определения;
- ГОСТ Р 56828.15-2016 Наилучшие доступные технологии. Термины и определения;
- РМГ 29-2013 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрология. Основные термины и определения.

Предисловие

1 Статус документа

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям является документом по стандартизации.

2 Информация о разработчиках

Справочник НДТ разработан технической рабочей группой «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ТРГ 38), согласно приказам Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 15.11.2021 г. № 4489 «О создании технической рабочей группы «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»» и от 16.05.2022 г. № 1942, от 05.08.2022 г. № 3269 «О внесении изменений в состав технической рабочей группы «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»». Перечень организаций, представители которых принимали участие в разработке справочника НДТ, приведены в разделе «Заключительные положения и рекомендации».

3 Взаимосвязь с международными, региональными аналогами

Справочник НДТ 38-2022 разработан в результате проведения экспертных оценок и консультаций со специалистами ведущих отечественных предприятий теплоэнергетики, научно-исследовательских, проектных и образовательных организаций с учетом материалов справочника *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants* [8].

4 Сбор данных о применяемых в Российской Федерации технологических процессах, оборудовании, технических способах, методах сжигания топлива на крупных установках в целях производства энергии осуществлялся Бюро НДТ в период с 29.12.2021 по 31.01.2022 в соответствии с положениями «Порядка сбора и обработки данных, необходимых для разработки и актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям» [9].

В результате опроса были получены анкеты по 130 ТЭС основных энергогенерирующих компаний, на которых эксплуатируется более 1000 КТЭУ. С учетом данных ГИС ТЭК Минэнерго России это составляет, в соотношении с базой данных ГИС ТЭК Минэнерго России, более 40% КТЭУ с входной тепловой мощностью более 50 МВт, эксплуатируемых в Российской Федерации на конец 2021 года.

Кроме того, при актуализации справочника ИТС 38 были использованы данные следующих источников:

- отчет АО «СОЕЭС» «О функционировании ЕЭС России» в 2021 году [10];
- «Схемы и программы перспективного развития ЕЭС России на 2021–2027 годы» [11];
- Доклад Минэнерго России «Теплоэнергетика и централизованное теплоснабжение» за 2020 год [12];
- отчетные данные по выбросам и сбросам загрязняющих веществ (ЗВ), отходам и выбросам парниковых газов, предоставленные энергокомпаниями по Приказу от 23.07.2012 № 340 Минэнерго России (ред. от 16.08.2019) «Об утверждении

ИТС 38–2022

перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» (Зарегистрировано в Минюсте России 06.09.2012 № 25386) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2020).

5 Взаимосвязь с другими справочниками НДТ

ИТС НДТ 38-2022 ссылается на действующие межотраслевые информационно-технические справочники НДТ:

- ИТС 8-2015 «Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»;
- ИТС 17-2021 «Размещение отходов производства и потребления»;
- ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения»;
- ИТС 22-2016 «Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях»;
- ИТС 22.1-2021 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения»;
- ИТС 48-2017 «Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности».

6 Информация об утверждении, опубликовании и введении в действие

Справочник ИТС 38-2022 утвержден приказом Росстандарта от 20 декабря 2022 года № 3227, введен в действие с 1 марта 2023 года и официально опубликован в информационной системе общего пользования – на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.gost.ru).

7 Взамен ИТС 38-2017

**ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СПРАВОЧНИК
ПО НАИЛУЧШИМ ДОСТУПНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ****СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА НА КРУПНЫХ УСТАНОВКАХ В ЦЕЛЯХ
ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ****FOSSIL FUEL COMBUSTION FOR PRODUCTION OF ENERGY
BY LARGE PLANTS**

Дата введения - 2023-03-01

Область применения

Настоящий информационно-технический справочник по НДТ ИТС 38-2022 распространяется на деятельность по производству электрической и тепловой энергии посредством сжигания топлива действующими крупными топливосжигающими энергогенерирующими установками (КТЭУ) на объектах, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС), соответствующих каждому из следующих критериев:

а) КТЭУ, предназначенные для производства (генерации) электрической энергии и (или) тепловой энергии в виде пара и (или) горячей воды, при этом типы потребителей (собственные нужды энергогенерирующего объекта или внешние потребители), объем производимой продукции при определении области применения справочника НДТ не учитываются;

б) стационарные КТЭУ, т.е. установки, прочно связанные фундаментом с землей и технологически присоединенные к сетям инженерно-технического обеспечения;

в) КТЭУ, потребляющие следующие виды топлива:

- твердые виды топлива: антрациты, каменные и бурые угли, в том числе обогащенные;

- газ природный и попутный;

- жидкие нефтяные топлива.

В справочнике ИТС 38-2022 не рассматриваются топливосжигающие установки, потребляющие следующие виды топлива:

- искусственные газы;

- жидкие производственные отходы и искусственные жидкие топлива;

- твердые отходы производства и потребления, сланцы, торф и биомасса.

г) КТЭУ, расположенные на объектах I и II категорий, с номинальной входной тепловой мощностью от 50 МВт и более, включая тепловую энергию, подводимую в режиме дожигания (например, в котлах-утилизаторах ПГУ или камерах сгорания промежуточного подогрева в газотурбинных установках), потребление топлива которых при номинальной нагрузке составляет от 6,15 тонн условного топлива в час (т.у.т./час) и более (по низшей рабочей теплотворной способности топлива).

Область применения справочника НДТ приведена в соответствии с классификаторами ОКПД 2 и ОКВЭД 2, утвержденными приказом Росстандарта от 31.01.2014 № 14-ст.13 в действующих редакциях (таблица 0.1).

Т а б л и ц а 0.1 – Область применения справочника НДТ согласно ОКПД 2 и ОКВЭД 2

ОКПД-2	Наименование продукции по общероссийскому классификатору продукции по видам экономической деятельности (ОКПД-2) ОК 034-2014 (КПЕС 2008) в редакции от 04.02.2022	Наименование вида экономической деятельности по общероссийскому классификатору видов экономической деятельности (ОКВЭД-2) ОК 029-2014 (КДЕС Ред. 2) в редакции от 21.06.2022	ОКВЭД-2
35.11.10.111	Электроэнергия, произведенная конденсационными электростанциями (КЭС) общего назначения	Производство электроэнергии тепловыми электростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций	35.11.1
35.11.10.112	Электроэнергия, произведенная теплоэлектростанциями (ТЭЦ) общего назначения		
35.11.10.113	Электроэнергия, произведенная газотурбинными электростанциями (ГТЭС) общего назначения		
35.30.11.110	Энергия тепловая, отпущенная электростанциями	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) тепловыми электростанциями	35.30.11
35.30.11.111	Энергия тепловая, отпущенная тепловыми электростанциями (ТЭЦ)		
35.30.11.120	Энергия тепловая, отпущенная котельными	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	35.30.14

Дополнительные виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ приведены в таблице 0.2.

Таблица 0.2 – Дополнительные виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ

Вид деятельности	Соответствующий справочник НДТ
Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях	ИТС 8-2015
Размещение отходов производства и потребления	ИТС 17-2021
Промышленная система охлаждения	ИТС 20-2016
Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях	ИТС 22-2016
Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения	ИТС 22.1-2021
Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности	ИТС 48-2017

В область применения справочника НДТ 38-2022 не входят:

- энергоустановки, используемые в качестве привода механического оборудования, насосов, компрессоров и т. п., энерготехнологические топливосжигающие установки, предназначенные для нагрева, сушки, испарения рабочих сред, сырья и продукции, для производства холода в виде льда, охлажденного воздуха и (или) воды;

- энергоутилизационные установки, производящие тепло за счет утилизации энергии, образующейся в различных технологических процессах (энерготехнологические котлы, котлы-утилизаторы после металлургических печей, котлы для сжигания отходов производства и потребления и т.д.);

- передвижные электрогенерирующие установки, энергоустановки транспортных средств, вне зависимости от видов и объемов используемого ими топлива.

При описании технологий производства электрической и тепловой энергии с использованием крупных топливосжигающих установок рассматривается комплекс технологического оборудования, осуществляющий полный технологический цикл энергопроизводства и включающий в свой состав следующие операции, осуществляемые на площадках энергогенерирующих предприятий:

- разгрузка топлива из транспортных средств, его хранение и подготовка к сжиганию;

- сжигание топлива и производство электроэнергии, тепла в виде пара и (или) горячей воды с очисткой и отведением дымовых газов;

ИТС 38–2022

- преобразование энергии пара в электроэнергию, включая охлаждение технологического оборудования;
- водоподготовка для нужд энергообъектов;
- техническое водоснабжение энергообъекта для целей охлаждения технологического оборудования, компенсации пароводяных потерь, золошлакоудаления, прочих производственных нужд;
- обращение с отходами.

В Справочнике 38-2022 ранжирование КТЭУ производится по входной тепловой мощности на номинальной нагрузке и часовому расходу условного топлива. Входная тепловая мощность (МВт) топливосжигающей энергетической установки рассчитывается как произведение низшей теплоты сгорания топлива на рабочую массу Q^r_i (МДж/кг, для твердого и жидкого топлива) или сухую массу Q^d_i (МДж/м³, для природного и попутного газов) на его массовый расход B (кг/с, м³/с) при работе с номинальной нагрузкой.

Таблица 0.3 – Приблизительное соотношение входной тепловой мощности КТЭУ и часового расхода условного топлива с паропроизводительностью и тепловой мощностью котлов и электрической мощностью блоков КЭС

Входная тепловая мощность, МВт	Расход условного топлива, т.у.т./час	Паропроизводительность котла/давление, т/ч/МПа	Электрическая мощность блока, МВт	Тепловая мощность, Гкал/час
50	6,15		--	42,96
76,20	9,35	100/7,0	--	--
107,13	13,15	140/7,0	--	--
113,83	13,97	160/9,8	--	--
156,50	19,21	220/9,8	--	--
146,05	17,92	210/13,8	--	--
222,60	27,31	320/13,8	--	--
292–300	35,85	420/13,8	130	--
489–500	60	640–670/13,8	200–210	--
733–750	90	950–1050/25,5	300	--
1222–1250	150	1650–1680/25,5	500	--
1955–2000	240	2650/25,5	800	--
2932–3000	360	3950/25,5	1200	--

Для двухкорпусных котлов в составе дубль-блоков входная тепловая мощность рассчитывается **на отдельный корпус**.

В ГОСТ Р 50831-95 (для котлов), ГОСТ 29328-92 (для ГТУ) и других нормативных документах для корректного сопоставления выбросов из разных КТЭУ концентрации загрязняющих веществ (ЗВ) даются в пересчете на так называемые «стандартные условия», которые отличаются для конкретных ЗВ. При этом массовая концентрация оксидов азота NO_x рассчитывается как сумма концентраций диоксида NO₂ и монооксида азота NO в пересчете на NO₂.

Стандартными условиями для котлов являются:

- для концентрации золы – концентрация в дымовых газах при нормальных условиях (0°C, 101,3 кПа) и условной объемной концентрации кислорода 6%;
- для концентраций NO_x , SO_2 и CO – концентрация в осушенной пробе при нормальных условиях (0°C, 101,3 кПа) и условной объемной концентрации кислорода 6%.

Стандартными условиями для ГТУ являются:

- для концентраций NO_x , SO_2 и CO в отходящих газах ГТУ – концентрация в осушенной пробе при нормальных условиях (0°C, 101,3 кПа) и условной объемной концентрации кислорода 15%.

Обозначения и сокращения

BAT	<i>Best Available Techniques (англ.)</i>
АИС	Автоматизированная измерительная система (контроля)
АО	Акционерное общество
АШ	Антрацитовый штыб (марка угля)
АЭС	Атомная электростанция
БГП	Бункер готовой пыли
БПК	Биологическое потребление кислорода
БСУ	Бункер сырого угля
БОУ	Блочная обессоливающая установка
БУ	Бурий уголь
ВИЭ	Возобновляемые источники энергии
ВД	Высокое давление
ВК	Водогрейный котел
ВОФ	Воздухоосушительный фильтр
ВПУ	Водоподготовительная установка
ВРВ	Временно разрешенный выброс
ВТИ	Всероссийский теплотехнический институт
ВЭС	Ветряная электростанция
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция
ГеоТЭС	Геотермальная электростанция
ГЗО	Гидрозолоотвал
ГЗУ	Гидрозолоудаление
ГКА	Гидрокавитационная обработка
ГМТЭЦ	Газомоторная теплоэлектроцентраль
ГОУ	Газоочистная установка
ГПА	Газопоршневой агрегат
ГРП	Газорегуляторный пункт
ГРЭС	Государственная районная электростанция
ГТУ	Газотурбинная установка
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ГШУ	Гидрошлакоудаление
ГЭС	Гидроэлектростанция
ДЭС	Дизельная электростанция
ДКД	Докритическое давление
ДПМ	Договор предоставления мощности
ЕЭС	Единая энергетическая система России
ЖТ	Жаровая труба
ЖШУ	Жидкое шлакоудаление
ЗАГ	Зона активного горения
ЗВ	Загрязняющее вещество
ЗСА	Золосмывной аппарат
ЗШО	Золошлаковые отходы
ЗШС	Золошлаковая смесь

Продолжение

Обозначения и сокращения

ЗШУ	Золошлакоудаление
ЗШХ	Золошлакохранилище
ЗУ	Золоуловитель
ИСП	Испарительная поверхность нагрева
ИТС	Информационно-технический справочник
КВ	Труба-коагулятор Вентури
КИТ	Коэффициент полезного использования топлива
КНД	Котел низкого давления
КПД	Коэффициент полезного действия
КПН	Конвективная поверхность нагрева
КС	Кипящий слой
КО	Конденсатоочистка
КТЭУ	Крупная топливо-сжигающая энергогенерирующая установка
КУ	Каменный уголь
К-У	Котел-утилизатор
КЭС	Конденсационная электрическая станция
МГЭС	Малая гидроэлектростанция
М-В	Мельница-вентилятор
ММ	Молотковая мельница
МОО	Маслоочистительное оборудование
МЭИ	Национальный исследовательский университет «МЭИ» – Московский энергетический институт
МЭКС	Малоэмиссионная камера сгорания
НВОС	Негативное воздействие на окружающую среду
НД	Низкое давление
НДВ	Норматив допустимых выбросов
НДС	Норматив допустимых сбросов
НДТ	Наилучшая доступная технология
НРЧ	Нижняя радиационная часть
НТВ	Низкотемпературная вихревая технология
НУВ	Норматив удельных выбросов
ОГ	Основная горелка
ОРО	Объект размещения отходов
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ОСО	Оборотная система охлаждения
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПАТЭС	Плавучая атомная теплоэлектростанция
ПВН	Пневмовинтовой насос
ПВК	Пыль с высокой концентрацией
ПГ	Пилотная горелка
ПГОУ	Пылегазоочистная установка
ПГУ	Парогазовая установка
ПГУ-КУ	Парогазовая установка с котлом-утилизатором
ПДВ	Предельно допустимый выброс

ПДК	Предельно допустимая концентрация
ПДШХ	Предельно допустимая шумовая характеристика
ПЗП	Пневмозолопровод
ПЗУ	Пневмозолоудаление
ПКН	Пневмокамерный насос
ПМ	Первичный метод
ПМШУ	Пневмомеханическое шлакоудаление
ПНВД	Питательный насос высокого давления
ПННД	Питательный насос низкого давления
ПП	Пароперегреватель
ППВК	Подача пыли высокой концентрации
ППЭЭ	Программа повышения экологической эффективности
ПДК _{мр}	Предельно допустимая максимальная разовая концентрация
ПСН	Струйный насос
ПСО	Промышленные системы охлаждения
ПСУ	Паросиловая установка
ПТЭ	Правила технической эксплуатации
ПФ	Прямоточный факел
ПЭК	Производственный экологический контроль
ПЭС	Приливная электростанция
РВП	Регенеративный воздухоподогреватель
РОУ	Редукционно-охладительная установка
РРУ	Радиационное размораживающее устройство
СанПиН	Санитарно-эпидемиологические правила и нормы
СВМ	Среднеходная валковая мельница
СВЧ	Сверхвысокочастотное
СЗЗ	Санитарно-защитная зона
СИ	Средство измерения
СИПР ЕЭС	Схема и программа развития Единой энергетической системы России
СКВ	Селективное каталитическое восстановление оксидов азота
СКД	Сверхкритическое давление пара
СМР	Строительно-монтажные работы
СМС	Сушильно-мельничная система
СНКВ	Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота
СО ЕЭС	АО «Системный оператор Единой энергетической системы России»
СП	Система пылеприготовления
ССКП	Супер-сверхкритические параметры пара
СТО	Стандарт организации
СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
СЭС	Солнечная электростанция
ТВД	Турбина высокого давления
ТН	Технологический норматив выбросов
ТНД	Турбина низкого давления
ТП	Технологический показатель

Окончание Обозначения и сокращения

ТРГ	Техническая рабочая группа
ТШУ	Твердое шлакоудаление
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
УОО	Установка обратного осмоса
УОСЗ	Установка отгрузки сухой золы
УРУТ	Удельный расход условного топлива
УУФ	Установка ультрафильтрации
УЭДИ	Установка электродеионизации
УЭС	Удельное электрическое сопротивление
ФРО	Фильтр с обратной продувкой
ФРИР	Фильтр с импульсной регенерацией
ФСД	Фильтр смешанного действия
ФТО	Фильтр тонкой очистки
ФЭСМ	Фотоэлектрический солнечный модуль
ЦВД	Цилиндр высокого давления
ЦЛАТИ	Центр лабораторного анализа и технических измерений
ЦКС	Циркулирующий кипящий слой
ЦСВ	Централизованная система водоотведения
ЦСД	Цилиндр среднего давления
ШБМ	Шаровая барабанная мельница
ЭК	Экономайзер
ЭФ	Электрофильтр

Единицы измерения

В таблице 0.3 приведены единицы измерения, используемые в Справочнике НДТ 38-2022 согласно ГОСТам, указанным в разделе Введение.

Таблица 0.3 – Единицы измерения

Единица измерения		Наименование измеряемой величины
Обозначение	Наименование	
В	Вольт	электрическое напряжение; электрический потенциал; разность электрических потенциалов; электродвижущая сила
Вт, кВт, МВт, ГВт	ватт, киловатт, мегаватт, гигаватт	мощность
кВтч	киловатт-час	мера электрической энергии
г СО ₂ - экв./кВтч	грамм СО ₂ -эквивалента на киловатт-час	мера удельных выбросов парниковых газов на отпуск электрической энергии
кг СО ₂ - экв./Гкал	килограмм СО ₂ -эквивалента на гигакалорию	мера удельных выбросов парниковых газов на отпуск тепловой энергии
г у.т./кВтч	грамм условного топлива на отпущенный киловатт-час	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии
Гц	Герц	частота
дБА	акустический децибел	уровень звукового давления
МДж/кг	(мега)Джоуль на килограмм	удельная теплота сгорания топлива
ккал (Гкал)	килокалория (гигакалория)	количество теплоты
Гкал/ч	гигакалория в час	тепловая мощность
кг/м ³	килограмм на кубический метр	плотность
кгс/см ²	килограмм-сила на квадратный сантиметр	давление
кг у.т./Гкал	килограмм условного топлива на отпущенную гигакалорию	удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии
м/с	метр в секунду	скорость
м ³	кубический метр	объем
мг/м ³	миллиграмм на метр кубический	концентрация
Ом*м	Ом на метр	удельное электрическое сопротивление
Па	Паскаль	давление
т	тонна	масса
т СО ₂ -экв.	тонна СО ₂ -эквивалента	мера выбросов парниковых газов

Раздел 1 Общая характеристика электроэнергетической отрасли России

1.1 Сведения о производственной структуре и ключевые показатели функционирования электроэнергетики России

В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года [1], основу электроэнергетики большинства стран мира в прогнозном периоде будут составлять существующие системы централизованного электроснабжения, базирующиеся на крупных электростанциях – традиционных (тепловые, атомные, гидроэлектростанции) или ветро- и солнечных электростанциях, функционирующих в составе энергетических систем. Российская Федерация характеризуется высоким уровнем централизации электроснабжения.

1.1.1 Зоны электроснабжения

По степени централизации электроснабжения в рамках электроэнергетики Российской Федерации выделяется несколько зон:

- зона централизованного электроснабжения России, охватывающая регионы страны в сфере действия Единой энергетической системы России (далее – ЕЭС России);
- зона функционирования технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем Сибири и Дальнего Востока;
- зона функционирования небольших изолированных энергоузлов на территории, главным образом, сельских населенных пунктов, не охваченных централизованным электроснабжением, удаленных от топливных баз и имеющих сложную и затратную схему доставки топлива (зоны децентрализованного электроснабжения). Изолированные системы энергоснабжения данной зоны в основном используют дизельные электростанции (ДЭС) в качестве генераторов электроэнергии, а также автономные системы энергоснабжения на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

В перечень технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, согласно Постановлению Правительства РФ от 27.12.2004 года № 854 в редакции от 30.01.2021 года «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» [25], входят следующие:

- электроэнергетическая система Камчатского края, территория которой является зоной диспетчерской ответственности ПАО «Камчатскэнерго»;
- электроэнергетическая система Магаданской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности ПАО «Магаданэнерго»;
- электроэнергетическая система Сахалинской области, территория которой является зоной диспетчерской ответственности ПАО «Сахалинэнерго»;
- электроэнергетическая система Чукотского автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности АО «Чукотэнерго»;

- электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа, территория которой является зоной диспетчерской ответственности АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания».

1.1.2 ЕЭС России

Основой российской электроэнергетики является Единая энергетическая система России – уникальный, высокоавтоматизированный, единый технологический комплекс, являющийся крупнейшим в мире централизованно управляемым энергообъединением.

В настоящее время ЕЭС России состоит из 71 региональной энергосистемы, которые, в свою очередь, образуют 7 объединенных энергетических систем (ОЭС): Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220–500 кВ и выше и работают в синхронном режиме (параллельно) [26].

1.1.3 Генерирующие мощности

1.1.3.1 Применяемые технологии производства электроэнергии

По особенностям технологического процесса преобразования энергии и видам природных источников энергии (твердое, жидкое, газообразное, ядерное топливо, возобновляемые источники энергии) электростанции подразделяются на следующие основные типы:

- тепловые электростанции (ТЭС), оборудованные паросиловыми установками, газовыми турбинами, парогазовыми установками (комбинирование паросиловых установок и газовых турбин),
- электростанции, оборудованные дизельными и газопоршневыми энергетическими установками;
- атомные электростанции (АЭС);
- гидроэлектростанции (ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС);
- электростанции, использующие возобновляемые источники энергии (ВИЭ): солнечные (СЭС), ветровые (ВЭС), геотермальные (ГеоТЭС) и приливные (ПЭС) электростанции.

Большую часть электроэнергии в стране вырабатывают ТЭС, АЭС и ГЭС (п. 1.1.4.1).

ТЭС. Самым массовым источником электрической энергии в России являются паросиловые ТЭС. Оборудование электростанций этого вида может быть приспособлено для сжигания твердого, жидкого или газообразного топлива в качестве основного или резервного топлива. Большинство ТЭС в европейской части страны в качестве основного топлива используют природный газ, а в качестве резервного топлива – мазут (газوماзутные ТЭС). В большинстве регионов азиатской части страны в качестве основного топлива ТЭС используется энергетический уголь (пылеугольные ТЭС). В соответствии с начальными параметрами пара различают паросиловое оборудование ТЭС с докритическими (котлы ДКД – давление перегретого пара до 13,8 МПа, температура до 560–570°C), сверхкритическими (СКД –

давление перегретого пара 25,5 МПа, температура до 545°C) и суперсверхкритическими (ССКП – давление перегретого пара 30 МПа, температура до 600 – 630°C) параметрами пара. КТЭУ на ССКП в России в эксплуатации нет.

ТЭС, оборудованная конденсационными турбоустановками, называется конденсационной электростанцией (КЭС). Коэффициент полезного действия (КПД) таких электростанций, ввиду производства на них преимущественно электрической энергии, определяется только электрической составляющей и, в зависимости от начальных параметров пара, может достигать для сверхкритических параметров пара 41% при работе на природном газе и 37% – при сжигании угля. Единичная электрическая мощность российских конденсационных блоков в основном составляет 200–1200 МВт (что соответствует входной тепловой мощности 500–3000 МВт).

К теплоэлектроцентралям (ТЭЦ) относят ТЭС, оборудованные теплофикационными турбинами ДКД, в том числе в составе парогазовых установок, на которых осуществляется совместная выработка электрической и тепловой энергии. Для снижения потерь тепла и пара ТЭЦ сооружают вблизи потребителей. Паропроизводительность котлов ТЭЦ обычно составляет 90–670 т/час, что соответствует входной тепловой мощности 70–500 МВт. В основном теплоэлектроцентрали с агрегатами в тепловой части до 100–150 МВт включительно выполняют с поперечными связями по пару и воде, а в электрической части – со сборными шинами 6–10 кВ; ТЭЦ с агрегатами 100–250 МВт в электрической части выполняют по блочному типу. ТЭЦ по сравнению с КЭС более экономичны. Благодаря производству тепловой энергии, вырабатываемой в теплофикационных турбинах ТЭЦ, эффективность преобразования энергии топлива станции, оцениваемой коэффициентом использования теплоты топлива (КИТ), увеличивается до 60–85%.

ТЭС, оборудованная газотурбинными установками, использует газообразное или дизельное топливо (подробное описание – в разделе 3). Максимальный электрический КПД современных газотурбинных установок превышает 39% и постоянно возрастает с увеличением рабочих параметров ГТУ. Используются и тепловые схемы ГТУ с утилизацией тепла отработавших газов для нужд теплоснабжения (ГТУ ТЭЦ). В этом случае часть тепла продуктов сгорания утилизируется для нужд теплоснабжения, что в значительной мере увеличивает эффективность преобразования энергии.

Для повышения эффективности производства энергии газовые турбины используют в составе парогазовых энергетических установок (ПГУ). Основу ПГУ составляют газотурбинные (ГТУ) и паросиловые (ПСУ) установки, каждая из которых работает на свой электрический генератор. В ПГУ топливо сжигается в камере сгорания газовой турбины, после прохождения проточной части которой, продукты сгорания поступают в котел-утилизатор (теплообменник противоточного типа), где за счет тепла горячих газов генерируется пар высоких параметров, направляемый в паровую турбину. Принципиальная особенность ПГУ состоит в том, что в ней для получения пара утилизируется тепловая энергия продуктов сгорания на выходе из газовой турбины. Поэтому параметры пара и тепловая мощность паротурбинной установки, входящей в ПГУ, существенно ниже, чем в паросиловых установках ТЭС. При этом суммарный КПД ПГУ достигает высоких значений – так, КПД трехконтурной ПГУ с промежуточным перегревом пара, в которой температура газов перед газовой турбиной составляет 1450°C, достигает 60%. У утилизационных ПГУ выбросы

загрязняющих веществ в атмосферу существенно меньше, чем у паросиловых ТЭС, а потребление объемов охлаждающей воды значительно ниже в сравнении с паросиловыми установками аналогичной электрической мощности.

Дизельные электростанции в качестве первичного генератора используют двигатели внутреннего сгорания, работающие на жидком топливе. Они мобильны, автономны и поэтому широко используются в удаленных труднодоступных районах, а также для снабжения электроэнергией сельскохозяйственных потребителей. Для некоторых классов потребителей, требующих высокой надежности электроснабжения, ДЭС используются в качестве резервного или аварийного источника электропитания. Например, дизельные агрегаты используются в качестве резервных аварийных источников питания собственных нужд АЭС. Определяющими в себестоимости электроэнергии, вырабатываемой ДЭС, являются затраты на топливо. Поэтому минимизация расхода топлива при эксплуатации ДЭС является важнейшим фактором повышения экономической эффективности этого типа электростанций.

АЭС. Атомные электростанции – это, по сути, тепловые электростанции, использующие ядерное топливо вместо органического. АЭС могут сооружаться в любом географическом районе страны при наличии источника водоснабжения. Атомные электростанции сооружаются по блочному принципу, как в тепловой, так и в электрической части. Наиболее выгодным решением является строительство АЭС с несколькими энергоблоками большой мощности, тогда по своим технико-экономическим показателям они приближаются к КЭС, а в ряде случаев и превосходят их. КПД АЭС составляет 28–34%, а для энергоблоков с натриевыми реакторами на быстрых нейтронах (БН) достигает 39,4%. В 2022 году в Российской Федерации эксплуатируется 37 энергоблоков в составе 11 АЭС:

- 22 энергоблока с реакторами типа ВВЭР (в составе 4 энергоблоков – 1200, 13 энергоблоков – ВВЭР-1000 и 5 энергоблоков – ВВЭР-440 различных модификаций);
- 11 энергоблоков с канальными реакторами (8 энергоблоков с реакторами типа РБМК-1000 и 3 энергоблока с реакторами типа ЭГП-6);
- 2 энергоблока с реакторами на быстрых нейтронах с натриевым охлаждением (БН-600 и БН-800);
- 2 реакторные установки типа КЛТ-40°C электрической мощностью по 35 МВт в составе плавучей атомной теплоэлектростанции (ПАТЭС).

ГЭС и ГАЭС. Гидроэлектростанции преобразуют механическую энергию водного потока в электроэнергию. КПД ГЭС определяется КПД гидротурбины и электрического генератора, образующих гидроагрегат. КПД преобразования энергии движения водяного потока в электрическую достаточно высок – 85–87%. Гидроагрегаты являются высокоманевренными: разворот, включение в сеть и набор нагрузки занимают 1–5 минут. Гидроэнергетика России состоит из 86 крупных гидроэлектростанций (установленной электрической мощностью 25 МВт и более), эксплуатирующих 435 гидроагрегатов различного типа. Помимо больших ГЭС, в России получили распространение малые ГЭС (МГЭС) – объекты мощностью менее 25–30 МВт. В стране эксплуатируется порядка сотни таких станций общей мощностью более 600 МВт.

ГАЭС предназначены для выравнивания суточного графика нагрузки энергосистемы. В здании ГАЭС устанавливаются обратимые гидроагрегаты. В часы минимума нагрузки энергосистемы генераторы ГАЭС переводят в двигательный режим, а турбины – в насосный. Агрегаты ГАЭС высокоманевренны и могут быть быстро переведены из насосного режима в генераторный и наоборот. КПД ГАЭС составляет 70–75%.

ВИЭ. Наибольшее распространение в России получили технологии солнечной (СЭС) и ветровой (ВЭС) генерации. В настоящее время в РФ функционируют 81 относительно крупная фотоэлектрическая СЭС и 38 относительно крупных ВЭС каждая мощностью 1 МВт и более.

На СЭС применяются фотоэлектрические солнечные модули (ФЭСМ) наземного типа, сетевые инверторы, автономные инверторы, аккумуляторы. На ВЭС используются самые востребованные в мире ветроустановки с прямым приводом (без редуктора) и мощностью от 2,5 МВт, турбины G132 – 3,465 МВт от Siemens Gamesa и ветрогенераторы с горизонтальной осью.

Геотермальная энергетика занимает третье место в структуре мощностей генерации, использующей ВИЭ, и имеет ограниченные масштабы развития. Суммарная установленная мощность геотермальных электростанций (ГеоТЭС) в России составляет порядка 77 МВт. При этом Россия имеет значительные потенциальные запасы высокотемпературных месторождений Камчатки и Курильских островов, достаточные для их полного энергообеспечения.

Приливные электростанции с так называемыми капсульными гидроагрегатами сооружаются там, где имеется значительный перепад уровней воды во время приливов и отливов. В России освоение этой технологии в значимых масштабах пока не происходит. На Кольском полуострове построена опытно-промышленная Кислогубская ПЭС мощностью 1,7 МВт, тогда как за рубежом построены и успешно функционируют крупные ПЭС установленной мощностью 200–300 МВт.

1.1.3.2 Генерирующие мощности в зоне централизованного электроснабжения (ЕЭС России)

В составе ЕЭС России работают 911 электростанций единичной мощностью от 5 МВт и более. Общая установленная мощность электростанций Единой энергосистемы (ЕЭС России) на 01.01.2022 составила 246 590,9 МВт.

В структуре генерирующих электроэнергию мощностей России преобладают тепловые электростанции (ТЭС), доля которых в суммарной установленной мощности ЕЭС России на 01.01.2022 составляет 66,14%, АЭС – 11,98%, ГЭС – 20,26%, ВЭС – 0,83%, СЭС – 0,79%.

Структура установленной мощности электростанций по ЕЭС России и отдельным ОЭС приведена в таблице 1.1.

ИТС 38–2022

Таблица 1.1 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России и отдельных ОЭС на 01.01.2022

Энерго система	Всего, МВт	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС России	246 590,9	163 097,1	66,14	49 954,8	20,26	29 543,0	11,98	2 035,4	0,83	1 960,6	0,79
ОЭС Центра	50 199,2	34 610,8	68,9	1 810,1	3,6	13 778,3	27,5	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	27 477,9	16 155,0	58,8	7 020,5	25,6	4 072,0	14,8	85,4	0,31	145,0	0,53
ОЭС Урала	53 472,27	49 617,9	92,8	1 913,7	3,6	1 485,0	2,78	1,7	0,01	454,0	0,85
ОЭС Северо-Запада	24 758,1	156 56,4	63,2	2 960,8	12,0	6 135,8	24,8	5,1	0,02	-	-
ОЭС Юга	27 166,0	13 833,7	50,9	6 305,7	23,2	4 071,9	15,0	1943,3	7,16	1011,4	3,72
ОЭС Сибири	52 251,3	26 574,7	50,9	25 326,5	48,5	-	-	-	-	350,2	0,67
ОЭС Востока	11 266,1	6 648,6	59,0	4 617,5	41,0	-	-	-	-	-	-

Источник: СО ЕЭС России [24]

Структура установленной мощности тепловых электростанций объединенных энергосистем и ЕЭС России на 01.01.2021 приведена на рисунке 1.1.

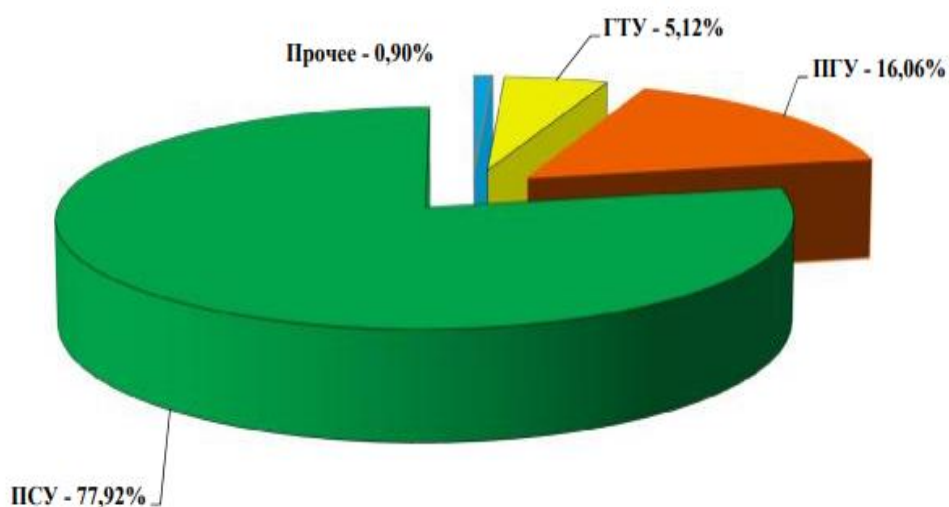


Рисунок 1.1 – Структура установленной мощности ТЭС ЕЭС России [24]

В таблице 1.2 приведены данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России в разрезе ОЭС в 2021 году.

Таблица 1.2 – Коэффициенты использования установленной мощности электростанций ЕЭС России и отдельных ОЭС в 2021 году, %*

Энергосистема	2021 год, %				
	ТЭС	ГЭС	АЭС	ВЭС	СЭС
ЕЭС России	46,05	47,89	83,89	28,31	14,40
ОЭС Центра	44,76	23,64	84,70	-	-
ОЭС Средней Волги	39,32	33,32	94,21	29,25	14,40
ОЭС Урала	54,88	27,40	60,01	5,40	15,11
ОЭС Северо-Запада	43,32	52,31	77,45	21,71	-
ОЭС Юга	45,43	36,39	88,91	28,31	14,30
ОЭС Сибири	36,93	57,61	-	-	13,72
ОЭС Востока	48,04	47,55	-	-	-

* Без учета электростанций промышленных предприятий.

Источник: СО ЕЭС России [24]

1.1.3.3 Генерирующие мощности в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока

Установленная мощность электростанций в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока составляет порядка **5022 МВт** (ТЭС – 2502 МВт), в том числе:

- электроэнергетическая система Камчатского края (ПАО «Камчатскэнерго») – **455,3 МВт** [27] (в т.ч. Камчатская ТЭЦ-1 – 204 МВт, Камчатская ТЭЦ-2 – 160 МВт);

- электроэнергетическая система Магаданской области (ПАО «Колымаэнерго» и ПАО «Магаданэнерго») – **1530,5 МВт** на 01.01.2019 без учета ДЭС населенных пунктов. В свою очередь, ПАО «Колымаэнерго» состоит из Колымской ГЭС и Усть-Среднеканской ГЭС – 900 МВт и 310,5 МВт соответственно. А ПАО «Магаданэнерго» включает Аркагалинскую ГРЭС – 224 МВт и Магаданскую ТЭЦ – 75 МВт (с шестью резервными дизель-генераторами мощностью по 3,5 МВт – 96 МВт). При этом, с 1993 года большая часть оборудования Аркагалинской ГРЭС законсервирована, станция работает в зимний период с нагрузкой 7–10 МВт с целью теплоснабжения поселка, поддерживая оборудование в готовности для ввода в работу в случае аварийных ситуаций в энергосистеме;

- электроэнергетическая система Сахалинской области (ПАО «Сахалинэнерго») – **575,2 МВт** на 31.12.2020 (в т. ч. Сахалинская ГРЭС-2 – 120 МВт, паросиловая часть Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – 225 МВт, 5-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – 91 МВт и 4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – 139 МВт);

- электроэнергетическая система Чукотского автономного округа (АО «Чукотэнерго» и филиал АО «Концерн Росэнергоатом») – **244,8 МВт** на 31.12.2020 (в том числе Анадырская ТЭЦ – 50 МВт, Анадырская ГМТЭЦ – 18,3 МВт, Эгвекинотская ГРЭС – 30 МВт, Чаунская ТЭЦ – 30 МВт). Помимо станций АО «Чукотэнерго» в составе энергосистемы еще работают Билибинская АЭС и плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) в Чаун-Билибинском энергорайоне округа;

- электроэнергетическая система Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа (АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания») –

2216 МВт на 31.12.2020 (в том числе Норильские ТЭЦ-1, 2, 3 – 1115 МВт).

Крупнейшие ТЭС, работающие в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока:

- Норильские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и ТЭЦ-3 суммарной установленной мощностью 1115 МВт (основное топливо – газ);
- Южно-Сахалинская ТЭЦ-1 – 455 МВт (основное топливо – газ/уголь);
- Камчатские ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 суммарной установленной мощностью 364 МВт (основное топливо – мазут/газ);
- Аркагалинская ГРЭС – 224 МВт (основное топливо – уголь).

1.1.3.4 Структура генерирующих мощностей ТЭС по видам топлива

Суммарная установленная мощность ТЭС в ЕЭС России (зона централизованного электроснабжения) на 01.01.2022 составила 163,1 ГВт, а в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока – порядка 2,5 ГВт.

Подробная структура генерирующих мощностей ТЭС с разбивкой по типам оборудования и видам топлива в зоне централизованного электроснабжения представлена в таблице 1.3.

Т а б л и ц а 1.3 – Структура генерирующих мощностей ТЭС России по типам оборудования и видам топлива в зоне централизованного электроснабжения на 01.01.2020

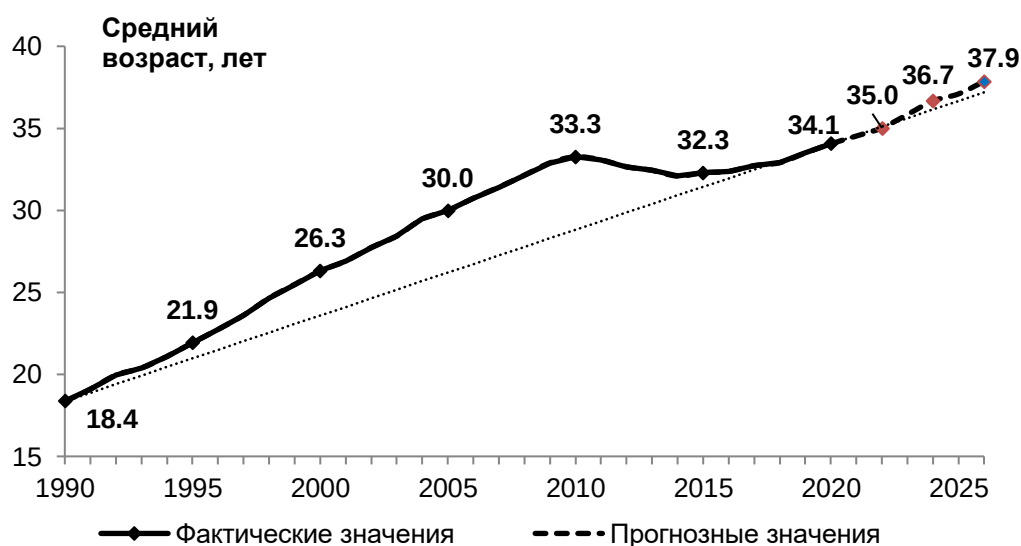
Типы оборудования	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	Газ+жидкое топливо			Твердое топливо		
			Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	%	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	%
ТЭС, всего	163895,0	1956	124148,7	1476	100%	39746,3	480	100%
ПСУ 24 МПа	42045,5	109	32097,5	85	25,9%	9948,0	24	25,0%
ПСУ 13 МПа	68465,1	643	45838,5	451	36,9%	22626,6	192	56,9%
ПСУ ≤ 9 МПа	16538,0	753	9366,3	489	7,5%	7171,7	264	18,0%
ПГУ	27847,3	125	27847,3	125	22,4%	0,0	0	0,0%
ГТУ	8485,9	291	8485,9	291	6,8%	0,0	0	0,0%
Прочие	513,1	35	513,1	35	0,4%	0,0	0	0,0%
КЭС, всего	72933,1	450	53707,0	343	100%	19226,1	107	100,0%
ПСУ 24 МПа	36215,5	86	26267,5	62	48,9%	9948,0	24	51,7%
ПСУ 13 МПа	19627,9	102	11899,9	61	22,2%	7728,0	41	40,2%
ПСУ ≤ 9 МПа	2307,2	66	757,1	24	1,4%	1550,1	42	8,1%
ПГУ	9919,1	26	9919,1	26	18,5%	0,0	0	0,0%
ГТУ	4649,3	156	4649,3	156	8,7%	0,0	0	0,0%
Прочие	214,1	14	214,1	14	0,4%	0,0	0	0,0%

Окончание таблицы 1.3

Типы оборудования	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	Газ+жидкое топливо			Твердое топливо		
			Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	%	Установленная мощность, МВт	Кол-во, ед.	%
ТЭЦ, всего	90961,9	1506	70441,7	1133	100%	20520,2	373	100,0%
ПСУ 24 МПа	5830,0	23	5830,0	23	8,3%	0,0	0	0,0%
ПСУ 13 МПа	48837,2	541	33938,6	390	48,2%	14898,6	151	72,6%
ПСУ ≤ 9 МПа	14230,9	687	8609,2	465	12,2%	5621,6	222	27,4%
ПГУ	17928,2	99	17928,2	99	25,5%	0,0	0	0,0%
ГТУ	3836,6	135	3836,6	135	5,4%	0,0	0	0,0%
Прочие	299,0	21	299,0	21	0,4%	0,0	0	0,0%

1.1.3.5 Возрастная структура генерирующего оборудования ТЭС России

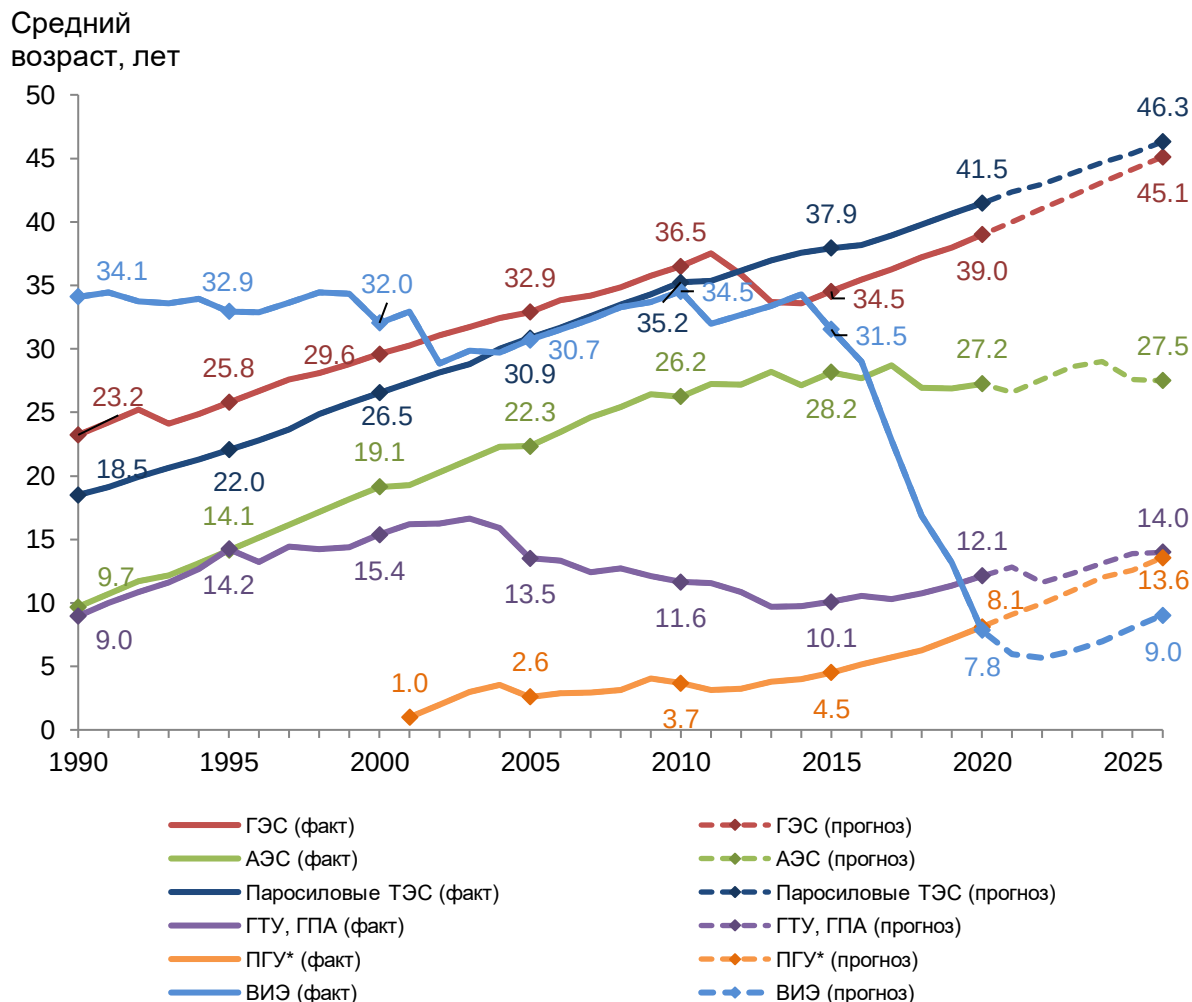
Средний возраст генерирующего оборудования электростанций России на конец 2020 года оценивался в 34,1 года (рассчитывался с учетом восстановления ресурса на ГЭС и ТЭС). Темпы его обновления за последние 10 лет превысили темпы естественного старения, что позволило стабилизировать возраст оборудования. С учетом прогнозной динамики ввода, модернизации и вывода оборудования с высокой вероятностью реализации, представленной в Схеме и программе развития ЕЭС России на 2021–2027 годы, средний возраст генерирующего оборудования вырастет к 2026 году до 37,9 лет (рисунок 1.2).



Источник: расчеты на основе данных АО «СО ЕЭС России» и отраслевых данных

Рисунок 1.2 – Динамика среднего возраста генерирующего оборудования электростанций в Российской Федерации

Среди групп оборудования тепловой энергетики (рисунок 1.3) наиболее новое оборудование относится к группам ПГУ (средний возраст – 8,1 лет), ГТУ и ГПА (12,1 лет). Наибольший средний возраст оборудования приходится на группу «паросиловые ТЭС» (34,1 года в 2020 году с ожидаемым ростом до 37,9 лет в 2026 году, согласно Схеме и программе развития ЕЭС России на 2021–2027 годы).



Источник: расчеты на основе данных АО «СО ЕЭС России» и других отраслевых данных

Рисунок 1.3 – Динамика среднего возраста основного оборудования электростанций России (по группам оборудования)

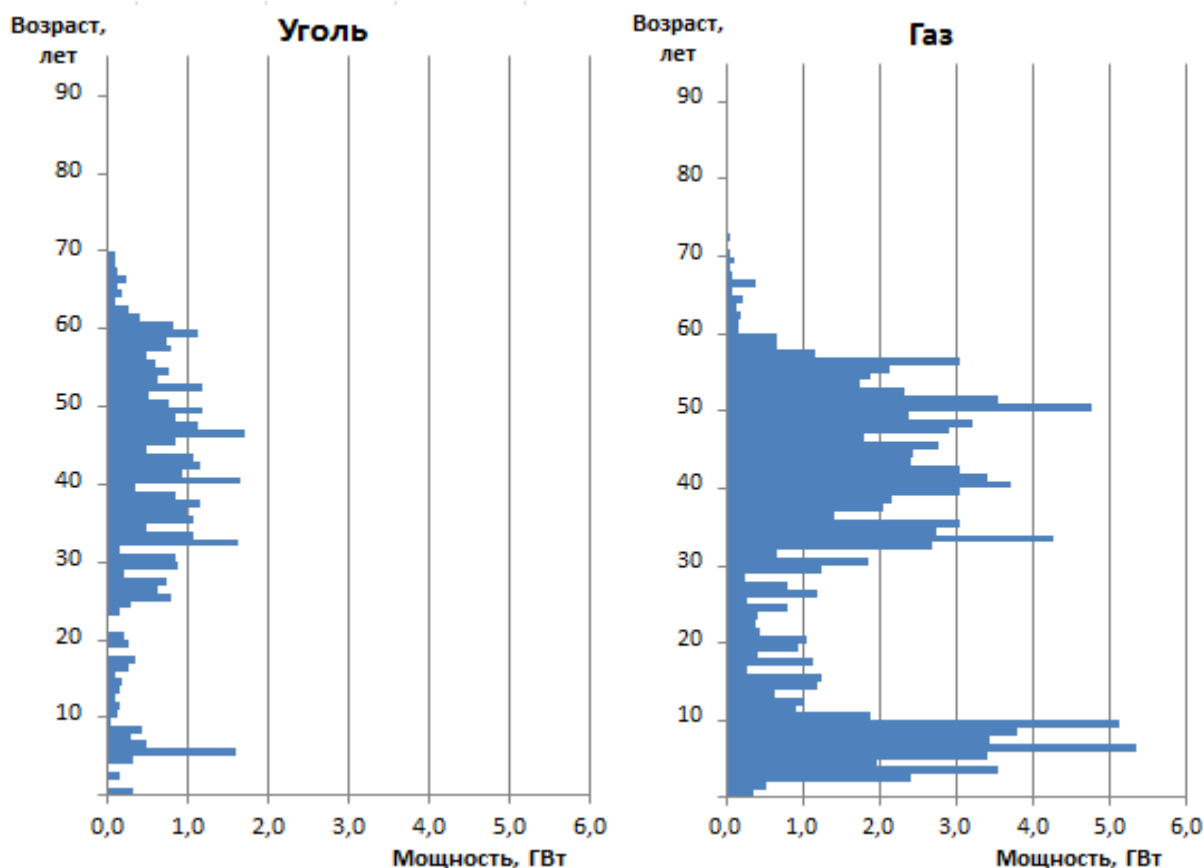
В таблице 1.4 приведена возрастная структура основного оборудования по группам оборудования ТЭС по состоянию на конец 2020 года.

Таблица 1.4 – Возрастная структура оборудования тепловых электростанций на конец 2020 года, МВт

Группа оборудования	Год ввода (обновления)																	
	до 1941	1941–1945	1946–1950	1951–1955	1956–1960	1961–1965	1966–1970	1971–1975	1976–1980	1981–1985	1986–1990	1991–1995	1996–2000	2001–2005	2006–2010	2011–2015	2016–2019	2020
ТЭС всего	109	102	105	1 572	2 809	11 701	18 381	19 363	20 482	16 370	16 612	7 042	4 090	5 208	6 668	24 187	9 634	611
Теплофикационные:	92	90	102	1 049	1 936	5 947	8 114	8 914	10 656	11 084	8 658	3 171	2 838	3 862	5 245	12 576	6 581	589
Паросиловые	92	90	102	1 049	1 936	5 947	8 114	8 914	10 656	11 079	8 658	3 171	2 709	2 214	1 653	1 915	814	292
ПГУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1 288	3 069	8 896	4 676	265
ГТУ, ГПА	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	129	359	523	1 766	1 092	32
Конденсационные:	18	7	3	523	873	5 754	10 241	10 428	9 811	5 223	7 919	3 860	1 158	1 285	1 329	11 486	2 988	22
Паросиловые	18	7	3	523	873	5 754	10 241	10 428	9 517	5 081	7 665	3 860	420	1 015	143	2 290	469	0
ПГУ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	710	7 397	1 812	0
ГТУ, ГПА	0	0	0	0	0	0	0	0	294	142	254	0	738	270	476	1 799	707	22
Детандерные генерирующие установки	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12	60	20	0
Дизельные	0	5	0	0	0	1	26	21	15	63	35	11	93	62	82	65	44	0

Источник: расчеты на основе данных АО «СО ЕЭС России», ГИС ТЭК

За последние 20 лет обновление генерирующих мощностей тепловых электростанций происходило, главным образом, за счет ввода ПГУ и ГТУ, использующих газ в качестве основного топлива. По состоянию на конец 2020 года средний возраст оборудования, рассчитанного на сжигание газа, составил 32,4 года. Средний возраст оборудования, рассчитанного на использование угля, – 39,4 года (рисунок 1.4).



Источник: расчеты на основе данных АО «СО ЕЭС России» и ГИС ТЭК

Рисунок 1.4 – Возрастная структура оборудования тепловых электростанций России, использующих в качестве проектного топлива уголь и природный газ, по состоянию на конец 2020 года

Состояние основных фондов в тепловой генерации характеризуется высоким физическим износом. На конец 2020 года суммарная мощность турбоагрегатов, продолжительность эксплуатации которых превышает 30 лет (введены до 1991 года), составила около 107,6 ГВт, или свыше 65% мощности всего парка генерирующего оборудования ТЭС. При этом по группам теплофикационного и конденсационного паросилового оборудования эти показатели составляют 56,6 ГВт (81,6%) и 50,1 ГВт (85,9%), соответственно.

1.1.4 Производство электроэнергии в ЕЭС России

1.1.4.1 Производство электроэнергии в зоне централизованного электроснабжения (ЕЭС России)

В 2021 году электростанции ЕЭС России выработали 1 114,55 млрд кВт·ч (+6,5% к 2020 году) при потреблении электроэнергии 1 090,44 млрд кВт·ч (+5,5% к 2020 году).

По данным АО «СО ЕЭС России» [24], в объединенных энергосистемах ЕЭС России выработка электроэнергии в 2021 году составила (таблица 1.5):

- ОЭС Центра – 255,57 млрд кВт·ч (+10,7% к 2020 году);
- ОЭС Средней Волги – 110,89 млрд кВт·ч (+1,4% к 2020 году);
- ОЭС Урала – 259,66 млрд кВт·ч (+5,2% к 2020 году);
- ОЭС Северо-Запада – 115,41 млрд кВт·ч (+8,5% к 2020 году);
- ОЭС Юга – 110,18 млрд кВт·ч (+7,1% к 2020 году);
- ОЭС Сибири – 215,90 млрд кВт·ч (+4,3% к 2020 году);
- ОЭС Востока – 46,94 млрд кВт·ч (+6,9% к 2020 году).

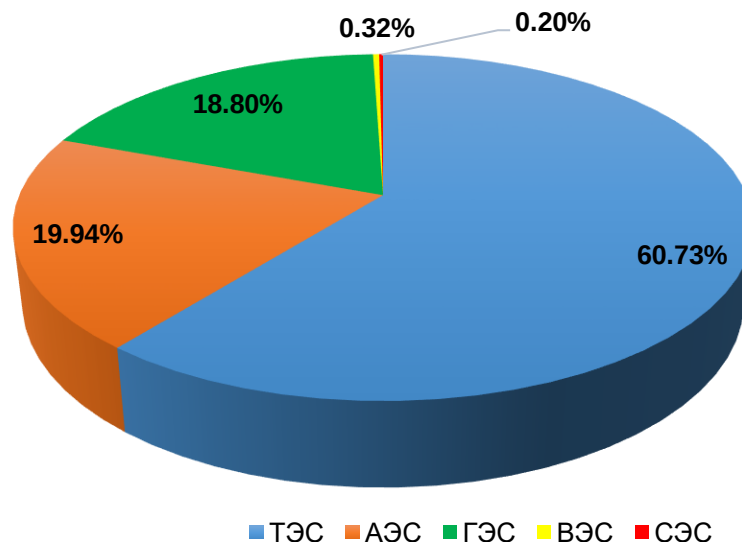
Таблица 1.5 – Выработка электроэнергии по ОЭС и ЕЭС России и по типам генерации в 2021 году в сравнении с 2020 годом

Энерго-система	Всего, млн кВт·ч	ТЭС		ГЭС		АЭС		ВЭС		СЭС	
		2021, Млн кВт·ч	2021/2020, %	2021, млн кВт·ч	2021/2020, %	2021, млн кВт·ч	2021/2020, %	2021, млн кВт·ч	2021/2020, %	2021, млн кВт·ч	2021/2020, %
ЕЭС России	1114548	676907,9	+9,1	209519,8	+1,0	222244,8	+3,0	3621,7	+161,7	2253,8	+13,7
ОЭС Центра	255567,5	142435,6	+16,3	3747,9	-15,1	109384	+5,3	-	-	-	-
ОЭС Средней Волги	110892,2	56899,4	+10,8	20486,7	-23,6	33104,4	+7,4	218,8	+2,6	182,9	+15,9
ОЭС Урала	259656,1	246713,9	+7,7	4587,3	-29,0	7806	-27,9	0,8	-10,2	548,2	+21,1
ОЭС Северо-Запада	115410,2	61603,50	+11,6	13559,3	-1,8	40237,7	+7,8	9,7	-11,2	-	-
ОЭС Юга	110174,7	53810,7	+15,5	20102,1	-5,3	31712,7	-3,3	3392,4	+192,7	1156,8	+5,6
ОЭС Сибири	215904,2	87737,2	-1,4	127801,1	+8,5	-	-	-	-	365,9	+32,1
ОЭС Востока	46943,1	27707,6	+2,8	19235,4	+13,4	-	-	-	-	-	-

Источник: СО ЕЭС России [24]

Выработка электроэнергии на всей территории Российской Федерации, включая электростанции промышленных предприятий, в 2021 году составила 1131,3 млрд кВт·ч (+6,4% к 2020 году).

В структуре общей выработки электроэнергии в ЕЭС России также преобладают тепловые электростанции, доля которых в 2021 году составила 60,73%, доля АЭС – 19,94%, ГЭС – 18,80%, ВЭС – 0,32%, СЭС – 0,20% (рисунок 1.5).



Источник: АО «СО ЕЭС России» [24]

Рисунок 1.5 – Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС

Наибольшую выработку электроэнергии во всех ОЭС, кроме ОЭС Сибири, обеспечивают тепловые электростанции (таблица 1.6.).

Т а б л и ц а 1.6. – Структура выработки электроэнергии по типам генерации в ОЭС в 2021 году

	ОЭС Центра	ОЭС Средней Волги	ОЭС Урала	ОЭС Северо- Запада	ОЭС Юга	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
ТЭС	55,73%	51,31%	95,02%	53,38%	48,84%	40,64%	59,02%
ГЭС	1,47%	18,47%	1,77%	11,75%	18,25%	59,19%	40,98%
АЭС	42,80%	29,85%	3,01%	34,86%	28,78%	-	-
ВЭС	-	0,20%	0,0003%	0,01%	3,08%	-	-
СЭС	-	0,16%	0,21%	-	1,05%	0,17%	-

Источник: СО ЕЭС России [24]

1.1.4.2 Производство электроэнергии в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока

Суммарная выработка электроэнергии в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах Сибири и Дальнего Востока составляет **14804** млн кВт·ч (ТЭС – 7335 млн кВт·ч), в том числе:

- в электроэнергетической системе Камчатского края (ПАО «Камчатскэнерго») – **1531,7** млн кВт·ч в 2020 году (в том числе на Камчатской ТЭЦ-1 – 284,9 млн кВт·ч, Камчатской ТЭЦ-2 – 821,9 млн кВт·ч);
- в электроэнергетической системе Магаданской области (ПАО «Колымаэнерго» и ПАО «Магаданэнерго») – **2546** млн кВт·ч в 2018 году, без учета выработки ДЭС (в том числе Аркагалинская ГРЭС – 31 млн кВт·ч и Магаданская ТЭЦ – 130 млн кВт·ч);
- в электроэнергетической системе Сахалинской области (ПАО «Сахалинэнерго») – **2406,5** млн кВт·ч в 2020 году (в том числе Сахалинская ГРЭС-2 – 361,9 млн кВт·ч, паросиловое оборудование Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – 918,7 млн кВт·ч, 5-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – 435,3 млн кВт·ч и 4-й энергоблок Южно-Сахалинской ТЭЦ-1 – 690,6 млн кВт·ч);
- в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа (АО «Чукотэнерго» и филиал АО «Концерн Росэнергоатом») – **700** млн кВт·ч в 2020 году (в том числе Анадырская ТЭЦ – 71,3 млн кВт·ч, Анадырская ГМТЭЦ – 52,0 млн кВт·ч, Эгвекинотская ГРЭС – 69,2 млн кВт·ч, Чаунская ТЭЦ – 48,5 млн кВт·ч – станция работает в режиме технологического минимума, что связано с увеличением доли покупной электроэнергии после ввода в эксплуатацию ПАТЭС с 01.01.2020);
- в электроэнергетической системе Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа (АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания») – **7620** млн кВт·ч в 2020 году (в том числе Норильские ТЭЦ-1, 2, 3 – 3420 млн кВт·ч).

1.1.5 Использование топлива

1.1.5.1 Использование топлива на ТЭС и котельных электроэнергетической отрасли

Основными видами котельно-печного топлива на ТЭС и котельных отрасли Российской Федерации являются природный газ и уголь.

По данным 2021 года, в структуре расхода топлива на ТЭС преобладает газовое топливо (77,3% – природный как основной вид газового топлива, попутный и искусственный газ), далее следует уголь (21,4% – угли всех месторождений и марок России и Казахстана, используемые на ТЭС России). Наименьшие доли в структуре расхода топлива занимают нефтетопливо (0,76% – топочный мазут как основной вид нефтетоплива, дизельное топливо, а также прочие виды нефтетоплива), а также прочие виды топлива (торф, продукты переработки древесного сырья и иные виды).

Территориальная структура расхода топлива на ТЭС в различных федеральных округах РФ имеет свои особенности (таблица 1.7):

- в Центральном, Северо-Кавказском и Приволжском федеральных округах газ является фактически монотопливом;
- в Северо-Западном, Южном и Уральском федеральных округах газ является доминирующим видом топлива;
- в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах доминирующим видом топлива является уголь.

Таблица 1.7 – Доли газового топлива и угля в общей структуре расхода топлива на ТЭС в федеральных округах России в 2020 году

Федеральный округ	Виды топлива	Доли в общей структуре расхода топлива, %
Центральный ФО	Газ	97,6
	Уголь	2,2
Северо-Западный ФО	Газ	87,0
	Уголь	6,7
Южный ФО	Газ	84,5
	Уголь	14,7
Северо-Кавказский ФО	Газ	100,0
Приволжский ФО	Газ	97,1
	Уголь	0,4
Уральский ФО	Газ	84,2
	Уголь	15,1
Сибирский ФО	Газ	17,1
	Уголь	82,2
Дальневосточный ФО	Газ	32,9
	Уголь	63,9

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

1.1.5.2 Прогноз потребности ТЭС в топливе

Ниже приведен прогноз спроса на топливо организаций электроэнергетики ЕЭС России (без учета децентрализованных источников) для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов генерирующих мощностей и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке с высокой вероятностью реализации, предусмотренный в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы [22].

Таблица 1.8 – Прогноз производства электрической энергии на ТЭС ЕЭС России

Прогноз по годам	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Выработка электрической энергии при средневодных условиях, млрд кВт·ч	666,555*	699,549	731,644	747,885	774,127	770,220	781,207
Выработка электрической энергии при маловодных условиях, млрд кВт·ч	666,555	715,082	747,177	763,418	789,660	785,753	796,740

* По данным ГИС ТЭК, фактическая выработка электрической энергии в 2021 году составила 676,908 млрд кВт ч.

Источник: СИПР ЕЭС России на 2021–2027 годы [22]

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитывались режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды установленного для ТЭС топлива, состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС ЕЭС России в органическом топливе сформирована, исходя из намеченных уровней производства электрической энергии (таблица 1.8).

Прогнозная динамика потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта приведена в таблице 1.9.

Т а б л и ц а 1.9 – Прогноз потребности ТЭС ЕЭС России в органическом топливе

Прогноз по годам	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т. у.т.	279 529*	289 643	302 984	305 454	313 110	312 649	315 613
из них: газ	199 492	208 474	215 265	217 073	223 768	222 792	226 259
нефтетопливо	1 087	1 087	1 110	1 120	1 130	1 125	1 129
уголь	66 659	67 467	73 793	73 687	74 581	75 029	74 469
прочее топливо	12 292	12 615	12 817	13 574	13 631	13 703	13 755
Потребность ТЭС в топливе, %	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
из них: газ	71,37	71,98	71,05	71,07	71,47	71,26	71,69
нефтетопливо	0,39	0,38	0,37	0,37	0,36	0,36	0,36
уголь	23,85	23,29	24,36	24,12	23,82	24,00	23,60
Прогноз по годам	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
прочее топливо	4,40	4,36	4,23	4,44	4,35	4,38	4,36

* По данным ГИС ТЭК, расход условного топлива на электростанциях и котельных отрасли в 2021 году составил 274 831 тыс. т.у.т.

Источник: СИПР ЕЭС России на 2021–2027 годы [22]

Структура используемого топлива в течение периода прогнозирования остается практически без изменений: на долю газа приходится около 71%, на долю угля – около 24%, на долю нефтетоплива и прочего топлива – менее 5%.

При маловодных условиях в ОЭС Сибири и ОЭС Востока может возникнуть дополнительная потребность в топливе для ТЭС с целью покрытия прогнозируемого уровня электропотребления (таблица 1.10).

ИТС 38–2022

Таблица 1.10 – Прогноз потребности в дополнительном топливе для ТЭС при маловодных условиях, млн т у.т.

Прогноз по годам	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ОЭС Сибири	0	3,95	4,08	4,06	4,02	3,97	3,97
ОЭС Востока	0	1,37	1,45	1,47	1,52	1,39	1,36

Источник: СИПР ЕЭС России на 2021–2027 годы [22]

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по ОЭС приведен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 - Структура органического топлива в прогнозе его потребления ТЭС по ОЭС, тыс. т у.т.

ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
ОЭС Северо-Запада	2021	25350	20632	2021	484	2213
	2022	25597	20855	2035	484	2223
	2023	25719	20966	2042	485	2227
	2024	25991	21221	2052	485	2234
	2025	27050	22221	2087	485	2256
	2026	26985	22216	2023	481	2264
ОЭС Центра	2021	53790	48381	1152	84	4174
	2022	58330	52589	1308	85	4349
	2023	59872	53948	1370	85	4469
	2024	60854	54195	1364	85	5210
	2025	64819	58028	1487	87	5217
	2026	62022	55341	1384	86	5211
	2027	63591	56864	1427	87	5213
ОЭС Средней Волги	2021	28071	27614	0	110	347
	2022	29583	29075	0	112	396
	2023	30221	29662	0	115	444
	2024	30526	29961	0	121	444
	2025	30847	30277	0	122	449
	2026	30504	29946	0	119	439
	2027	30974	30410	0	120	443
ОЭС Юга	2021	17757	15932	1787	25	13
	2022	18198	16343	1816	25	13
	2023	18777	16893	1845	26	13
	2024	18901	17015	1848	26	13
	2025	19271	17355	1877	26	13
	2026	19436	17507	1890	26	13
	2027	19840	17852	1948	26	13

Окончание таблицы 1.11

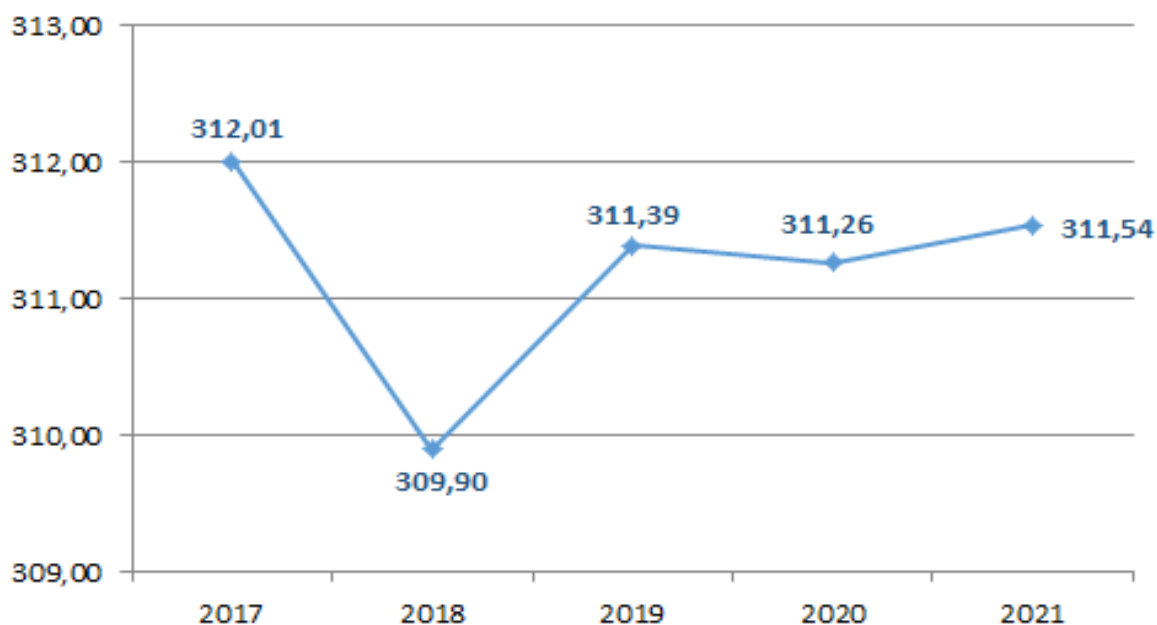
ОЭС	Годы	Расход условного топлива, всего	в том числе			
			Газ	Уголь	Нефте- топливо	Прочее топливо
ОЭС Урала	2021	88629	77689	8021	109	2810
	2022	91631	80247	8378	114	2893
	2023	93481	81791	8673	114	2904
	2024	95310	83230	9056	119	2905
	2025	96350	84030	9272	122	2926
	2026	97010	84491	9459	125	2936
	2027	97357	84769	9526	126	2935
ОЭС Сибири	2021	52524	4214	45363	212	2736
	2022	53008	4259	45804	204	2741
	2023	59267	6070	50223	214	2760
	2024	57145	5004	49161	210	2769
	2025	57320	5054	49287	211	2769
	2026	59150	6425	49672	212	2840
	2027	59486	6419	49975	213	2878
ОЭС Востока	2021	13408	5029	8315	64	0
	2022	13296	5107	8126	63	0
	2023	15646	5936	9639	72	0
	2024	16728	6446	10206	75	0
	2025	17452	6803	10571	77	0
	2026	17542	6866	10600	76	0
	2027	17116	7491	9549	75	0

Источник: СИПР ЕЭС России на 2021– 2027 годы [22]

1.1.6 Показатели энергетической эффективности ТЭС

Ключевыми характеристиками энергетической эффективности ТЭС являются удельные расходы условного топлива (УРУТ) на отпуск электрической и тепловой энергии.

Динамика удельного расхода условного топлива на отпуск электрической энергии на тепловых электростанциях России в 2017–2021 годах приведена на рисунке 1.6.



Источник: на базе данных ГИС ТЭК

Рисунок 1.6 – Динамика удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии (пропорциональный метод) на ТЭС России в 2017–2021 годах, гу.т./кВт·ч

Наиболее эффективным оборудованием является ПГУ. Наименее эффективные – ТЭС с параметрами свежего пара до 90 кгс/см².

Динамика удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии на ТЭС России и котельных на балансе станций приведена в таблице 1.12.

Таблица 1.12 – Удельные расходы топлива ТЭС и котельных на балансе электростанций по Российской Федерации

Удельный расход топлива на отпуск тепла от электростанции, кг/Гкал				Удельный расход топлива на отпуск тепла от котельных на балансе станций, кг/Гкал			
2018	2019	2020	2020 / 2019, %	2018	2019	2020	2020 / 2019, %
146,84	146,81	147,04	100,16	159,12	159,34	159,50	100,10

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

Динамика удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по группам установленного оборудования ТЭС приведена в таблице 1.13.

Таблица 1.13 – Динамика удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по группам установленного оборудования ТЭС в 2018–2020 годах

Группы оборудования/ годы	УРУТ на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч			Общий УРУТ на отпуск тепла от электростанций и котельных на балансе станций, кг/Гкал		
	2018	2019	2020	2018	2019	2020
ТЭС, всего	310,0	307,4	310,5	146,5	147,1	147,7
ПСУ 24 МПа	323,1	322,0	323,0	141,0	139,7	138,8
ПСУ 13 МПа	330,8	330,1	330,4	143,5	144,5	144,7
ПСУ ≤ 9 МПа	428,7	422,0	423,4	154,8	155,4	157,6
ПГУ	228,5	227,6	229,7	134,6	133,6	132,9
ГТУ	320,1	318,7	326,7	146,1	146,5	144,2
Прочие	298,4	299,1	304,2	158,2	157,2	157,5
КЭС, всего	322,7	318,9	324,4	171,2	172,2	172,2
ПСУ 24 МПа	332,1	331,3	333,1	174,6	175,4	177,1
ПСУ 13 МПа	359,1	359,3	361,2	186,5	187,0	186,6
ПСУ ≤ 9 МПа	471,8	455,5	460,5	177,0	212,1	195,2
ПГУ	224,9	227,0	229,0	-	-	-
ГТУ	440,1	428,5	426,7	-	-	-
Прочие	392,7	397,5	378,2	-	-	-
ТЭЦ, всего	299,7	298,1	300,8	145,4	146,1	146,9
ПСУ 24 МПа	277,7	280,3	280,4	137,4	135,9	135,0
ПСУ 13 МПа	319,4	318,3	319,8	143,1	144,2	144,4
ПСУ ≤ 9 МПа	421,2	416,4	417,8	154,7	155,2	157,5
ПГУ	230,7	227,9	230,1	134,6	133,6	132,9
ГТУ	222,6	238,6	251,3	146,1	146,5	144,2
Прочие	279,7	278,9	287,2	158,1	157,1	157,5

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

Динамика удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по Российской Федерации в целом и субъектам Российской Федерации в 2018–2020 годах приведена в таблице 1.14.

Таблица 1.14 – Динамика удельных расходов топлива на отпуск электрической и тепловой энергии по субъектам Российской Федерации

Субъект РФ	УРУТ на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч				Общий УРУТ на отпуск тепла от электростанций и котельных на балансе станций, кг/Гкал			
	2018	2019	2020	2020/ 2019, %	2018	2019	2020	2020/ 2019, %
Россия	309,9	311,4	311,3	99,9	147,4	147,3	147,5	100,2
Центральный ФО	287,9	289,6	290,0	100,1	140,9	142,9	142,4	99,7
Сев.-Западный ФО	281,7	288,0	290,9	100,9	142,5	144,6	143,9	99,5
Южный ФО	331,4	325,3	314,4	96,6	144,6	143,4	145,3	101,3
Сев.-Кавказский ФО	319,9	315,5	319,6	101,3	140,5	137,3	138,5	100,9
Приволжский ФО	292,9	291,7	287,8	98,7	146,0	144,8	146,6	101,3
Уральский ФО	304,5	307,0	308,8	100,6	150,9	150,2	148,9	99,1
Сибирский ФО	350,7	356,4	356,1	99,9	153,6	153,2	153,3	100,1
Дальневосточ. ФО	377,1	383,1	382,3	99,8	158,6	155,6	155,7	100,1

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

1.2 Экологические показатели ТЭС

1.2.1 Воздействие электростанций отрасли на атмосферный воздух

Выбросы загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферу от ТЭС отрасли составляют около 11,6% от общероссийского объема выбросов от стационарных источников. Наиболее значимыми видами выбросов ЗВ в атмосферу при сжигании на электростанциях органического топлива являются диоксид серы, оксиды азота, оксид углерода и зола твердого топлива, которые приняты в качестве маркерных веществ, а также парниковый газ – диоксид углерода CO₂. Другие загрязняющие вещества – бенз(а)пирен, сажа, твердые (коксовые) частицы несгоревшего топлива, являющиеся продуктами недожога топлива, образуются в незначительных количествах, как правило, при кратковременной работе КТЭУ на переходных режимах и не оказывают заметного влияния на здоровье населения и состояние окружающей среды.

Объем загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу ТЭС, за 10-летний период заметно снизился при росте объема выработки электроэнергии. В 2020 году суммарные объемы выбросов ЗВ в атмосферу электростанциями и предприятиями отрасли составили 1991 тыс. т – на 250 тыс. т (11,2%) меньше, чем в 2019 году, и на 1148 тыс. т (36,6%) меньше, чем в 2010 году.

Объемы выбросов основных видов ЗВ в атмосферный воздух в 2010 году, в сравнении с 2019 и 2020 годами, приведены в таблице 1.15.

Таблица 1.15 – Объемы выбросов основных видов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в 2010, 2019 и 2020 годах

Основные виды выбросы ЗВ в атмосферу	2010		2019		2020	
	млн т	%	млн т	%	млн т	%
Выбросы основных видов ЗВ	2,92	100,0	2,05	100	1,8	100
в том числе:						
твердые вещества	0,91	31,2	0,43	21	0,37	20,6
диоксид серы	1,12	38,4	0,86	42	0,75	41,7
оксиды азота*	0,89	30,5	0,76	37,1	0,68	37,8

* В пересчете на NO₂.

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

Причинами снижения объемов выбросов ЗВ в атмосферный воздух, наблюдавшегося за указанный период, являются:

- изменение структуры генерирующих мощностей, в том числе внедрение комбинированной парогазовой технологии производства энергии;
- существенное сокращение использования жидкого топлива и сжигания угля и увеличение доли более экологически чистого природного газа;
- изменение качественных характеристик сожженного топлива;
- повышение эффективности золоулавливания в результате использования более эффективного оборудования по очистке уходящих газов;
- проведение эксплуатационно-наладочных мероприятий, обеспечивших оптимизацию режимов горения топлива.

В таблице 1.16 приведены суммарные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по федеральным округам (ФО) России в 2019-2020 годах.

Таблица 1.16 – Суммарные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по ФО

Субъекты РФ	Всего выброшено в атмосферу загрязняющих веществ за год, млн т				Изменение 2020 / 2019, %
	2019	%	2020	%	
Центральный ФО	0,13	5,6	0,11	5,4	85,5
Северо-Западный ФО	0,17	7,6	0,15	7,6	89,1
Южный ФО	0,11	5,0	0,10	5,3	93,5
Северо-Кавказский ФО	0,01	0,6	0,01	0,6	93,8
Приволжский ФО	0,16	7,0	0,15	7,7	96,7
Уральский ФО	0,44	19,4	0,39	19,7	90,2
Сибирский ФО	0,85	38,0	0,74	37,3	87,1
Дальневосточный ФО	0,37	16,7	0,33	16,4	87,3

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

Анализ отраслевой отчетности за 2019 год показывает:

- 1) доля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от суммарных выбросов ТЭС и котельных отрасли (на отпуск электрической и тепловой энергии) составляет:

- На ТЭС и котельных, использующих уголь: валовые выбросы – 71%, в том числе твердые вещества – 90%, газообразные и жидкие вещества – 66,5% (группировка ТЭС и котельных для расчета показателей проведена по видам используемого основного топлива (уголь, газообразное топливо, нефтетопливо));

- на ТЭС и котельных, использующих газообразное топливо: валовые выбросы – 29,2%, в том числе газообразные и жидкие вещества – 33,6%;

- на ТЭС и котельных, использующих нефтетопливо, – 0,88%, в том числе твердые вещества – 0,16%, газообразные и жидкие вещества – 1,04%;

2) основная масса валовых выбросов ЗВ в атмосферу (свыше 87%) приходится на крупные угольные и мазутные ТЭС с установленной электрической мощностью свыше 250 МВт, доля которых составляет около 94% установленной мощности всех угольных и мазутных ТЭС отрасли. Проведенные оценки применяемых в российской энергетике видов энергетических топлив показывают, что в 2019 году удельная масса выбросов ЗВ в атмосферу, образующихся при сжигании 1 тонны газообразного топлива (ту.т.), составляет примерно 3,1 кг/ту.т., 1 т у.т. нефтетоплива – 15,6 кг/ту.т., а 1 ту.т. угля – 23,8 кг/т у.т.

1.2.2 Воздействие электростанций отрасли на водные объекты

1.2.2.1 Забор воды

Забор природных вод электростанциями отрасли достигает 45% в общем объеме использования водных ресурсов России. Источниками водоснабжения тепловых электростанций являются реки и крупные поверхностные водоемы (пруды, озера, моря). Подземная вода (за редкими исключениями) используется только для снабжения ТЭС питьевой водой. На ТЭС вода используется для следующих основных нужд:

- конденсации пара в конденсаторах турбин, которые потребляют основной объем (до 95%) всей воды;

- обеспечения работы и охлаждения систем маслоснабжения турбин, турбогенераторов и различного вспомогательного оборудования;

- подготовки воды для обеспечения работы ПСУ, тепловых сетей, для восполнения пароводяных потерь;

- обеспечения работы газоочистного оборудования;

- золошлакоудаления на угольных станциях.

Величина перечисленных выше расходов воды зависит от типа электростанции, рода и количества сжигаемого топлива, типа и мощности установленного основного и вспомогательного котельного и турбинного оборудования, температуры воды, используемой для охлаждения, а также от условий эксплуатации электростанции. Кроме того, вода расходуется для хозяйственных и бытовых нужд.

В 2020 году объем забора воды (на производственные, хозяйственно-бытовые и иные нужды) в отрасли составил 21 607 млн м³ и по сравнению с 2019 годом уменьшился на 2 593 млн м³ (на 10,7%).

В таблице 1.17 приведены данные об объемах забора воды всего (на производственные, хозяйственно-бытовые и иные нужды электростанций отрасли) в 2019-2020 годах по Российской Федерации и отдельным федеральным округам.

Таблица 1.17 – Объемы забора воды электростанциями отрасли всего по Российской Федерации и федеральным округам в 2019-2020 годах

Субъекты РФ	Всего забрано или получено воды за год, млн м ³				Изменение (2020/2019),%
	2019	%	2020	%	
Российская Федерация	24 199,95	100	21 606,80	100	89,3
Центральный ФО	3 763,13	15,6	3 109,80	14,4	82,6
Северо-Западный ФО	6 744,81	27,9	6 055,78	28,0	89,8
Южный ФО	2 856,24	11,8	2 472,84	11,4	86,6
Северо-Кавказский ФО	1 290,84	5,3	1 220,95	5,7	94,6
Приволжский ФО	2 937,40	12,1	2 622,19	12,1	89,3
Уральский ФО	1 418,94	5,9	1 466,50	6,8	103,4
Сибирский ФО	3 959,61	16,4	3 505,98	16,2	88,5
Дальневосточный ФО	1 228,98	5,1	1 152,74	5,3	93,8

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

1.2.2.2 Сброс загрязненных сточных вод

На ТЭС могут образовываться следующие виды сточных вод:

- возвратные воды систем охлаждения технологического оборудования;
- воды, загрязненные нефтепродуктами (мазут, маслами и пр.);
- воды от обмывки конвективных поверхностей нагрева мазутных котлов и регенеративных воздухоподогревателей (РВП);
- сбросные воды водоподготовительных установок;
- воды от консервации и химических промывок основного оборудования;
- воды, сбрасываемые системами гидрозолаудаления (ГЗУ);
- поверхностный сток с территории ТЭС.

В условиях ограниченности свободных водных ресурсов и ухудшения качественного состояния водных объектов, при ужесточении требований контролирующих органов к качеству воды, резко возрастают экологические риски для предприятий электроэнергетики, связанные с попаданием в грунтовые и поверхностные воды загрязняющих веществ.

Ежегодный объем водоотведения электрогенераторами составляет 17-18 млрд м³, из которых 92–95% относится к возвратным теплообменным водам систем охлаждения ТЭС и АЭС в категории нормативно чистых вод без очистки. Объем отведения загрязненных сточных вод (без очистки и недостаточно очищенных) предприятиями электроэнергетики составляет 4,7% в общем объеме сброса таких сточных вод в стране. В таблице 1.18 представлены данные об объемах сброса загрязненных сточных вод предприятиями электроэнергетики в 2019-2020 годах.

Таблица 1.18 – Объемы отведения загрязненных сточных вод предприятиями электроэнергетики всего по Российской Федерации и федеральным округам в 2019-2020 годах

Субъекты РФ	Отведено загрязненных без очистки, млн м ³					Отведено загрязненных недостаточно очищенных, млн м ³				
	2019	%	2020	%	Изменение 2020/2019, %	2019	%	2020	%	Изменение 2020/2019, %
Российская Федерация	530,6	100	447,9	100	84,4	112,4	100	105,0	100	93,4
Центральный ФО	16,9	3,2	15,9	3,5	93,9	33,9	30,2	22,9	21,8	67,6
Северо-Западный ФО	163,6	30,8	154,2	34,4	94,2	12,5	11,2	9,9	9,4	79,0
Южный ФО			2,3	0,5				0,4	0,4	
Северо-Кавказский ФО			0,1	0,01				0,1	0,1	
Приволжский ФО	54,1	10,2	54,5	12,2	100,7	8,9	7,9	10,1	9,6	113,2
Уральский ФО	1,2	0,2	5,5	1,2	476,9	12,9	11,5	23,7	22,5	183,8
Сибирский ФО	89,6	16,9	7,5	1,7	8,4	29,7	26,4	28,0	26,7	94,4
Дальневосточный ФО	205,2	38,7	207,9	46,4	101,3	14,4	12,8	9,9	9,5	68,9

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

1.2.3 Образование отходов на электростанциях отрасли

Объем отходов, образующихся на объектах электроэнергетики, составляет примерно 2,5% от общероссийского показателя.

В 2020 году на долю опасных отходов (1–4-го классов опасности, за исключением золошлаковых отходов (ЗШО) 4-го класса опасности) приходилось лишь 1,5% общего объема образования отходов на предприятиях отрасли. ЗШО являются наиболее массовым видом отходов в отрасли. Большие объемы выхода ЗШО приводят к обострению ситуации в области их складирования и хранения и ухудшению экологической обстановки в районе действия угольных ТЭС. Ежегодные расходы только на хранение ЗШО (плата за размещение и аренду земли) существенно влияют на себестоимость производства электрической и тепловой энергии. Золошлакоотвалы занимают большие площади, являются источниками загрязнения окружающей среды и требуют значительных капитальных и эксплуатационных затрат. Ежегодно увеличивается стоимость транспортировки золы и шлаков ТЭС в отвалы, строительства золошлакоотвалов и их реконструкции.

В то же время ЗШО в качестве минерального сырья определенного химического, минералогического и гранулометрического состава при оформлении необходимой технической документации, контроле качества, сепарации и обеспечении условий хранения и отгрузки может быть таким же товарным продуктом, как электроэнергия и тепло.

Объем образования золошлаковых отходов угольных ТЭС в Российской Федерации зависит в основном от трех факторов:

- эффективности золоулавливания;

- характеристик угля (зольность, калорийность);
- физических объемов потребленного угля на производство тепла и электроэнергии.

Данные по динамике образования и использования золошлаковых отходов угольных ТЭС представлены в таблице 1.19.

Т а б л и ц а 1.19 – Динамика образования и утилизации золошлаковых отходов угольных ТЭС в Российской Федерации и федеральных округах в 2010, 2019 и 2020 годах

Субъекты РФ	Объем образования ЗШО на конец отчетного года, млн т						Объем утилизации ЗШО за отчетный период всего, млн т					
	2010	%	2019	%	2020	%	2010	%	2019	%	2020	%
Российская Федерация	26,77	100	17,95	100	16,45	100	2,76	100	3,12	100	3,14	100
Центральный ФО	0,82	3,1	0,19	1,1	0,17	1,0	0,42	15,3	0,38	12,3	0,39	12,5
Северо-Западный ФО	0,70	2,6	0,44	2,4	0,39	2,4	0,001	0,03	0,05	1,7	0,04	1,2
Южный ФО	0,90	3,4	0,84	4,7	0,68	4,1	0,02	0,8	0,05	1,6	0,01	0,3
Приволжский ФО	0,18	0,7	0,07	0,4	0,098	0,6	0,06	2,4	0,07	2,1	0,15	4,7
Уральский ФО	9,92	37,1	4,98	27,7	4,63	28,1	0,29	10,7	0,31	9,9	0,32	10,1
Сибирский ФО	9,15	34,2	7,21	40,2	6,47	39,3	1,59	57,7	1,93	61,9	1,88	59,9
Дальне-восточный ФО	5,10	19,1	4,23	23,6	4,02	24,4	0,36	13,1	0,33	10,5	0,35	11,3

Источник: на базе данных ГИС ТЭК

За период 2010, 2019 и 2020 годов среднегодовой объем образования ЗШО составил 20,4 млн т в год. При этом:

- минимальное значение – 16,5 млн т в 2020 году;
- максимальное значение – 26,8 млн т в 2010 году.

Объемы накопления ЗШО в золошлакоотвалах угольных ТЭС в различных федеральных округах страны отличаются на порядок. Так, объем накопления ЗШО в Уральском федеральном округе почти в 9,8 раз превосходит аналогичный показатель по Приволжскому федеральному округу. Объем накопления ЗШО в Сибирском федеральном округе в 8,7 раз превосходит аналогичный показатель по Северо-Западному федеральному округу. Суммарно на долю объемов ЗШО, размещенных в золошлакоотвалах угольных ТЭС Уральского, Сибирского и Дальневосточного федеральных округов, приходится 77,1% общего объема ЗШО, размещенных в золошлакоотвалах угольных ТЭС страны.

Практически весь объем ЗШО, потребляемый непосредственно на ТЭС, используется в виде золошлаковой смеси и шлака для следующих нужд:

- рекультивации нарушенных земель, объектов размещения отходов (60–65%);
- строительства, ремонта золошлакоотвалов (около 25%).
- ликвидации отработанных горных выработок (около 8%).

Объемы потребления ЗШО для собственных нужд ТЭС имеют тенденцию к снижению, так как ЗШО не применяются в основных производственных процессах

ТЭС, а потребности ТЭС в строительстве, реконструкции, ремонте золоотвалов, рекультивации земель и ликвидации горных выработок носят непостоянный, эпизодический характер.

Основной объем утилизируемых ЗШО приходится на сторонние организации. Сертифицированные материалы на основе сухой золы, как правило, используются ими для производства строительных материалов: цемента, бетонных смесей и изделий (в качестве заменителя части цемента и песка), кирпича. Объемы сбыта сухой золы для этих целей в среднем составляют около 600 тыс. т/год, динамика этого показателя не имеет явно выраженной тенденции.

Материалы на основе ЗШС из золоотвалов применяются сторонними организациями в основном для:

- строительных нужд, производства стройматериалов;
- ликвидации отработанных горных выработок;
- рекультивации нарушенных земель и объектов размещения отходов.

Общая масса сбыта золошлаковой смеси заметно снижается. Наибольшее снижение происходит за счет падения потребления ЗШО для производства строительных материалов, что, наиболее вероятно, связано с общим экономическим кризисом в стране, снижением экономической активности, включая строительство. Однако обращает на себя внимание снижающийся уровень потребления ЗШО и по другим перспективным направлениям:

- для рекультивации и изоляции отходов на полигонах ТКО;
- для рекультивации нарушенных земель;
- для ликвидации отработанных горных выработок.

По использованию золошлаковых отходов в стране лидирует Сибирский федеральный округ. В СФО объемы годового использования ЗШО угольных ТЭС наибольшие среди всех федеральных округов страны. В 2020 году на долю СФО пришлось почти 60% годового использования ЗШО на угольных ТЭС страны.

1.2.4 Акустическое воздействие (шум)

Источниками шума при работе ТЭС являются:

- системы транспортировки угля и углеразмольное оборудование;
- шум, излучаемый из устьев дымовых труб, воздухозаборов дутьевых вентиляторов, от корпусов тягодутьевого оборудования, от газовоздушных трактов, компрессорной, трансформаторов, от зданий ТЭС, градирен, ГРП, газопроводов;
- шум от турбин, особенно газовых, котлов, редукиционно-охладительных установок, насосов, деаэраторов, паропроводов, синхронных компенсаторов, приточно-вытяжной вентиляции.

Источником наиболее интенсивного шума является сброс пара в атмосферу.

Шум, излучаемый от высотного источника, мало снижается естественными и искусственными препятствиями. Шум от энергетических газовоздухопроводов имеет тональные составляющие в спектре шума и излучается от срезов дымовых труб с большой высоты.

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе различного оборудования ТЭС по результатам измерений на расстоянии 1 метра следующее:

- аварийные сбросы пара в атмосферу – 36-58 дБА;
- переключатели открытых распределительных устройств (ОРУ) – до 40 дБА;
- паровые турбины – до 20 дБА;
- тягодутьевые машины – 5–15 дБА;
- редукционно-охладительные установки (РОУ) – 28–32 дБА;
- градирни – до 7 дБА;
- трансформаторы – до 5 дБА;
- углеразмольное оборудование – 7–21 дБА;
- ГРП – 20–25 дБА;
- насосы – 9–17 дБА;
- компрессоры – 6–15 дБА;
- котлы – до 9 дБА.

Энергетическое оборудование при работе в расчетных режимах возбуждает постоянный широкополосный и непостоянный, колеблющийся во времени, шум с непрерывным спектром в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31,5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

В ситуациях, связанных с выбросами пара в атмосферу или при срабатывании переключателей ОРУ, возбуждается непостоянный прерывистый шум. В аварийных ситуациях, связанных с образованием свищей, возбуждается тональный шум. Оборудование механических мастерских возбуждает импульсный и прерывистый шум.

1.2.5 Выбросы парниковых газов в электроэнергетике

Для электростанций и котельных отрасли основным парниковым газом, образующимся при сжигании топлива, является диоксид углерода (CO_2). Незначительные выбросы другого парникового газа – закиси азота (N_2O) – имеют место только при пуске газотурбинных установок. Более 99,9% всех выбросов приходится на CO_2 .

В 2020 году выбросы CO_2 на электростанциях отрасли составили около 470 млн т, по данным ГИС ТЭК. По сравнению с 2019 годом выбросы диоксида углерода снизились на 25 млн т (на 5,2 %). Необходимо иметь в виду, что в данных 2019 года учтены выбросы от котельных на балансе электростанций отрасли в сумме 5,8 млн т, которые не вошли в отчетность в 2020 году, а в данных 2020 года содержатся выбросы по электростанциям ряда промышленных предприятий в сумме 23,5 млн т, которые отсутствовали в отчетности 2019 года.

В 2020 году на 144 электростанциях отрасли выбросы углекислого газа превысили 1 млн т, а на 369 электростанциях выбросы были выше 50 тыс. т CO_2 .

В 2020 году выбросы CO_2 от сжигания газа составили 305 млн т, от сжигания угля – 159 млн т, от сжигания нефтетоплива – 4,5 млн т (в 2015 году – 296,5, 204,1, 3,1 млн т соответственно).

Снижение выбросов парниковых газов в 2020 году по сравнению с 2015 и 2019 годами обусловлено, в основном, снижением объемов потребления угля.

К основным применяемым и перспективным мероприятиям по снижению эмиссии парниковых газов на электростанциях можно отнести:

- снижение удельных расходов топлива путем строительства энергетических установок с высоким КПД (например, на основе комбинированного парогазового цикла);
- перевод котлов теплоэнергетических установок с угля на сжигание газообразного топлива (обеспечивает снижение коэффициента эмиссии двуокси углерода);
- мероприятия, направленные на повышение экономичности и снижение удельных расходов топлива (внедрение частотно-регулируемых приводов собственных нужд, применение детандер-генераторных агрегатов для утилизации избыточного давления транспортируемого природного газа и др.);
- вывод из эксплуатации и демонтаж устаревшего оборудования;
- внедрение на угольных станциях установок с паровым циклом со суперсверхкритическими параметрами пара (до 600°С и выше и более 30 МПа) и КПД более 45%;
- повышение доли совместной выработки электрической и тепловой энергии за счет когенерации электроэнергии, теплоты и холода; строительство ветро- и гидроэнергетических, геотермальных и приливных установок, тепловых и фотоэлектрических гелиоустановок, установок по сжиганию древесной и прочей биомассы;
- внедрение водородных установок (при условии снижения до приемлемого уровня стоимости производства, транспортировки и хранения водорода);
- внедрение технологий улавливания и хранения CO₂.

1.3 Характеристика системы централизованного теплоснабжения России

1.3.1 Источники теплоснабжения

Российская система централизованного теплоснабжения является самой большой в мире. В Российской Федерации в 2020 году [23] всего работало 572 тепловых электростанций мощностью от 500 кВт и выше и 77,3 тыс. отопительных котельных, в том числе 59,3 тыс. – мощностью до 3 Гкал/ч и 13,5 тысяч – мощностью от 3 до 20 Гкал/ч, а также 4,2 тыс. специальных газовых отопительных котлов мощностью до 0,001 Гкал/ч, используемых бюджетофинансируемыми организациями. В системах централизованного теплоснабжения, кроме ТЭС, работало 2,5 тыс. котельных мощностью от 20 до 100 Гкал/ч и 620 котельных мощностью более 100 Гкал/ч.

Число ТЭС увеличилось с 2016 года на 60 единиц, котельных мощностью 20–100 Гкал/ч сократилось на 149 единиц, котельных мощностью свыше 100 Гкал/час увеличилось на 165 единиц.

Суммарная мощность всех источников теплоснабжения с 2016 года снизилась с 844,7 тыс. Гкал/ч до 839,3 тыс. Гкал/ч. Мощность ТЭС увеличилась на 4%, а мощность котельных снизилась на 3%. В общей структуре тепловой мощности доля ТЭС составляет 31%, а доля котельных – 69%.

Наибольшее количество котельных находится в ЦФО, ПФО и СФО, из них значительную долю составляют котельные мощностью до 3 Гкал/час, от 64,5% в СЗФО до 84% в ЮФО. Число котельных свыше 20 Гкал/час распределились от 2,7% в ЮФО до 6,7% в УФО от общего числа котельных.

1.3.2 Отпуск тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии от источников тепла в системах централизованного теплоснабжения снизился за последние 15 лет на 18%. Минимальное значение отпуска отмечено в 2020 году – 1 221 млн Гкал. В структуре отпуска тепла доли ТЭС и котельных составили по 46%.

В 2020 году отпуск тепловых электростанций составил 563,7 млн Гкал. Максимальный отпуск тепла от ТЭС наблюдался в 2018 году (655,6 млн Гкал), в 2020 году – почти на 14 % меньше. Во многом такое снижение связано с переходом к сбору отраслевой статистической отчетности в ГИС ТЭК, в рамках которого при выверке данных была исправлена ошибка Росстата по учету районных котельных в форме 6-ТП.

Отпуск котельных мощностью свыше 100 Гкал/ч в последние годы вырос с 468,9 млн Гкал в 2016 году до 517,9 млн Гкал в 2020 году. Отпуск котельных мощностью от 20 Гкал/ч до 100 Гкал/ч постепенно снижается – в 2016 году он составлял 176,5 млн Гкал, а в 2020 году снизился до 139,8 млн Гкал.

Наибольшую долю в структуре отпуска тепла составляют турбоагрегаты (около 78%), на пиковые водогрейные котлы и редукционно-охладительные установки (РОУ) приходится по 7% на каждую категорию. Доля отпуска с коллекторов котельных и прочих источников (котельные на балансе и утилизационное тепло) составляет по 4% на каждую категорию.

1.3.3 Использование топлива

Основным видом топлива в теплоснабжении является природный и попутный газ (76 % на котельных, 72 % на ТЭС). Доля угля составляет 22% на ТЭС и 15% в котельных, мазута – менее 1% и около 4 % соответственно.

Совокупные объемы потребления топлива в теплоэнергетике и теплоснабжении России в 2020 году составили 358,3 млн т у. т., что на 21,8 млн т у. т. (на 5,7 %) меньше уровня 2019 года и на 31,2 млн т у. т. (на 8%) меньше уровня 2016 года. Снижение объемов расхода топлива в теплоэнергетике и теплоснабжении по России в целом в 2020 году в большей степени связано со снижением производства электроэнергии на ТЭС из-за влияния на потребление электроэнергии пандемии коронавируса и в меньшей – с объемами отпуска тепла (уменьшение объема топлива на нужды теплоснабжения сократилось всего на 4 млн т у. т.).

На цели производства тепла в СЦТ было израсходовано 176,5 млн т у. т., которое почти поровну поделилось между ТЭС и котельными.

Совокупное потребление топлива для производства тепла с 2016 года за пять лет на ТЭС снизилось на 4,7%, на котельных – на 7,7%. Наиболее сильное снижение объемов расхода топлива произошло в СФО (на 14 %), как за счет ТЭС, так и котельных. В ЦФО и ЮФО снижение составило 10-11 % (в ЦФО – за счет котельных, в ЮФО – за счет ТЭС). Расход топлива увеличился только в ДФО – на 16 % за счет ТЭС и котельных.

Раздел 2 Производство энергии при сжигании углей

2.1 Описание технологических процессов

На ТЭС происходит преобразование химической энергии органического топлива в электрическую энергию и тепло, отпускаемое потребителю в виде горячей воды или пара. На паротурбинной ТЭС, реализующей тепловой цикл Ренкина, источником тепловой энергии является сжигание топлива. При этом в котле химическая энергия топлива превращается в тепловую энергию высокотемпературных продуктов сгорания (теплоносителя) и затем в тепловую энергию пара высокой температуры и давления (рабочего тела), далее в паровой турбине – в кинетическую энергию ротора турбины, являющейся приводом электрогенератора, и затем в электрогенераторе – в электрическую энергию (рисунок 2.1). Показателем эффективности такого парового цикла является коэффициент полезного действия.

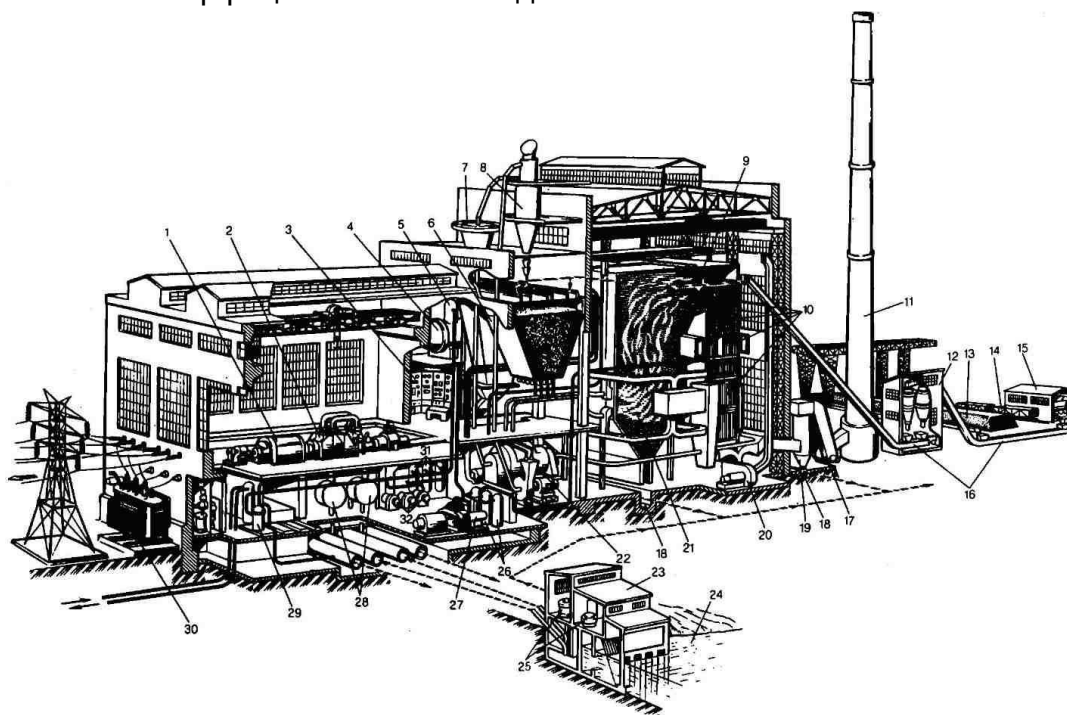


Рисунок 2.1 – Паротурбинная ТЭС

1 – электрический генератор; 2 – паровая турбина; 3 – пульт управления; 4 – деаэратор; 5 и 6 – бункеры; 7 – сепаратор; 8 – циклон; 9 – котел; 10 – поверхности нагрева; 11 – дымовая труба; 12 – дробильное помещение; 13 – склад резервного топлива; 14 – вагон; 15 – разгрузочное устройство; 16 – конвейер; 17 – дымосос; 18 – канал; 19 – золоуловитель; 20 – вентилятор; 21 – топка; 22 – мельница; 23 – насосная станция; 24 – источник воды; 25 – циркуляционный насос; 26 – регенеративный подогреватель высокого давления; 27 – питательный насос; 28 – конденсатор; 29 – установка химводоподготовки; 30 – повышающий трансформатор; 31 – регенеративный подогреватель низкого давления; 32 – конденсатный насос

В зависимости от параметров рабочего тела (давления и температуры перегретого пара) различают паротурбинные ТЭС докритического давления (ДКД – 9,8 МПа/540°C и 13,8 МПа/560°C) с КПД до 35–36%, сверхкритического давления (СКД – 23,5 МПа/545°C) с КПД 36–40% и суперкритических параметров (ССКП – до 30 МПа/580–620°C) с КПД 42–45% [28].

Производство электрической и тепловой энергии на угольной ТЭС сопровождается негативным воздействием на окружающую среду в виде выбросов газообразных продуктов сгорания и твердых частиц в атмосферу, что является одной из основных экологических проблем [29] (рисунок 2.2), сбросом загрязненных стоков в гидросферу и изъятием земельных площадей под золошлаковые отходы.

Дымовые газы, образующиеся при сжигании угля, содержат молекулярный азот N_2 (более 70%), водяной пар H_2O (в зависимости от состава и влажности угля – порядка 6%), диоксид углерода CO_2 (около 10%), являющийся парниковым газом, и остаточный кислород воздуха O_2 (около 6%). Кроме того, в состав дымовых газов входят такие загрязняющие вещества (ЗВ), как диоксид серы SO_2 , оксиды азота NO_x , монооксид углерода (угарный газ) CO и зола твердого топлива, включающая твердые продукты неполного сгорания топлива, являющиеся для теплоэнергетики маркерными ЗВ.

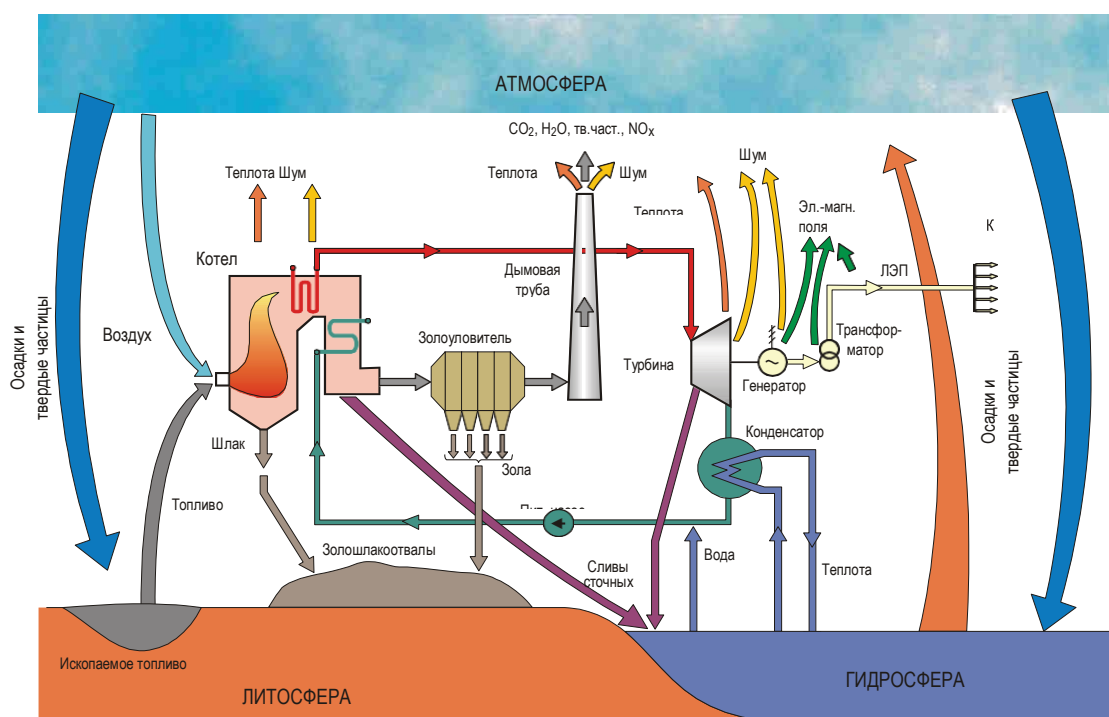


Рисунок 2.2 – Схема взаимодействия ТЭС с окружающей средой

2.1.1 Транспортировка, разгрузка и хранение твердого топлива

Твердое топливо хранится на угольных складах. Доставка топлива на ТЭС может осуществляться железнодорожным, водным, автомобильным, трубопроводным и конвейерным видами транспорта. Использование автомобильного и конвейерного видов экономически целесообразно на небольшие расстояния до 10 км. Самым дешевым способом транспортировки является водный. При этом наибольшее распространение в России получила доставка угля железнодорожным транспортом.

Топливное хозяйство угольной ТЭС, вне зависимости от характеристик твердого топлива, включает системы для приема, размораживания и разгрузки топлива, вагоноопрокидыватели, конвейерные линии, дробильные устройства первой очереди, склады длительного хранения, средства механизации разгрузки и погрузки,

системы ленточных транспортеров для его подачи в котельный цех [30].

Топливное хозяйство является загрязнителем окружающей среды в связи с пылением угля при его транспортировке, перевалке и обработке, выбросами ЗВ при аварийном возгорании угля, образованием загрязненных сточных вод. С этой точки зрения особого внимания требуют угли с повышенным содержанием летучих веществ на горючую массу, например, канско-ачинские угли. Поэтому в комплектацию топливно-транспортного цеха входят предусмотренные правилами технической эксплуатации тепловых электростанций средства пожаротушения, а на используемую технику накладываются определенные ограничения.

Все процессы, связанные с транспортировкой, разгрузкой, хранением, подготовкой к сжиганию и подачей в бункера котлов и в топку, должны быть механизированы и автоматизированы. Принципиальная схема топливоподачи ТЭС показана на рисунке 2.3.

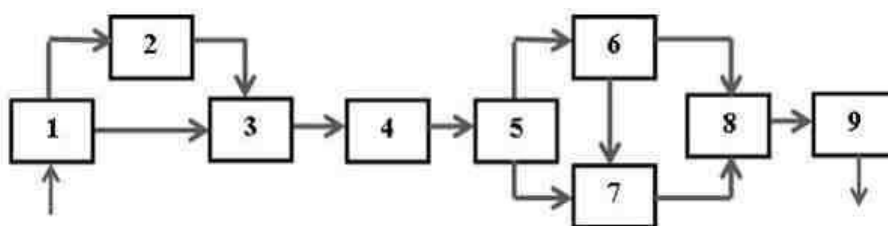


Рисунок 2.3 – Принципиальная схема топливоподачи ТЭС:

1 – вагонные весы; 2 – устройство для размораживания топлива; 3 – приемно–разгрузочное устройство; 4 – дробильные установки предварительного дробления; 5 – узел деления потока топлива; 6 – склад топлива; 7 – дробильные установки второй ступени дробления; 8 – бункер сырого топлива; 9 – система пылеприготовления

Как показано на рисунке 2.3, все поступающее топливо, пройдя вагонные весы 1, устройство 2 для размораживания топлива в зимнее время, поступает в приемно-разгрузочное устройство 3, откуда подается системой ленточных конвейеров через дробильную установку предварительного дробления 4 на узел деления потока топлива 5. Далее поток топлива может быть направлен на склад топлива 6 или напрямую на дробильные установки второй ступени 7 и в бункер сырого топлива 8. Питание бункера сырого топлива в зависимости от используемого типа сжигания также может вестись со склада 6 непосредственно или после прохождения дробильных установок 7. Из бункера 8 топливо поступает в систему пылеприготовления.

При сжигании твердого топлива в кипящем слое система пылеприготовления на ТЭС отсутствует.

При железнодорожном способе транспортировки топливо доставляется непосредственно на ТЭС в открытых полувагонах, оснащенных нижними люками с дистанционным управлением для механизированной разгрузки. Угол открытия таких люков, как правило, не превышает 36 градусов. Это затрудняет свободное высыпание топлива, поэтому полувагоны разгружаются на ТЭС большой мощности с помощью вагоноопрокидывателей (рисунок 2.4). Грузеный углем полувагон заходит в вагоноопрокидыватель и закрепляется на платформе с рельсами, которая наклоняется примерно на 160 градусов, ссылая уголь в подземные бункеры. Вагон в

это время безопасно удерживается с помощью привалочной стенки и гидрозажимов. Применение вагоноопрокидывателей позволяет решить проблему пыления при разгрузке угля.

В холодное время года смерзшееся топливо перед разгрузкой размораживают в размораживающих устройствах (РУ). Для размораживания полувагонов используются конвективные, радиационные (РРУ) и комбинированные устройства. В конвективных размораживающих устройствах теплоносителем является горячий воздух с температурой до 120°C. РРУ оборудовано панелями инфракрасного излучения.

Для ТЭС небольшой мощности, на которых разгрузка топлива осуществляется через нижние люки полувагонов, разогрев слоя угля оказывается недостаточным, поэтому вместе с размораживающими устройствами применяют бурорыхлительные машины и накладные вибраторы.



Рисунок 2.4 – Использование вагоноопрокидывателя для выгрузки угля

Хранение твердого топлива на ТЭС осуществляется, как правило, на открытых складах (рисунок 2.5). Закрытые склады используются для электростанций в больших городах в условиях стесненной территории, а также в отдаленных северных районах.

Вместимость складов твердого топлива, как правило, принимается равной 30-суточному расходу топлива. При расположении ТЭС на расстоянии до 40 км от района угольных разрезов и шахт вместимость склада должна соответствовать 7-суточному расходу, а при расстояниях от 41 км до 100 км – 15-суточному расходу топлива.

Территория, на которой размещается склад топлива, должна исключать затопляемость паводковыми и грунтовыми водами или защищать от них. Ее планировка предусматривает уклон не менее 0,005 и наличие дренажных устройств.

Для бурых углей максимальный срок хранения составляет 0,4–0,5 года. Для каменных углей I и II групп по склонности к окислению максимальный срок хранения варьируется в пределах 1,5–2 лет при вместимости штабеля менее 100 тыс. т и в пределах 4–6 лет при вместимости штабеля более 100 тыс. т. Для каменных углей III

и IV групп этот срок составляет 0,5–1 год при вместимости менее 100 тыс. т и 2-3 года при вместимости более 100 тыс. т.



Рисунок 2.5 – Угольный склад на ТЭС

Хранение угля на открытых складах сопровождается изменением его первоначальных свойств. Выветривание при хранении угля сопровождается, с одной стороны, уменьшением массы хранимого топлива, а с другой – снижением его удельной теплоты сгорания. Для предотвращения смерзания штабелей угля на ТЭС используется: рыхление поверхности штабеля с помощью бульдозеров; покрытие штабеля сухим углем; покрытие поверхностно-активными и маслоподобными веществами, вытесняющими водяную пленку с поверхности угля; реагентное размораживание и др. Для изоляции запасов твердого топлива от атмосферного кислорода может применяться поверхностная герметизация штабелей или создание уплотненного слоя на поверхности штабеля.

Для достижения постоянного качества топлива, что помогает оптимизировать процесс горения, уголь иногда шихтуют или смешивают в зависимости от потребности сжигательной установки. Смешивание может быть достигнуто простым отбором угля со склада в последовательности, отличающейся от фактической последовательности разгрузки, или смешиванием различных видов угля в силосах между угольным складом и бункерами сырого угля.

Для безопасного и эффективного сжигания угля в пылевидном состоянии требуется его подготовка. В зависимости от вида угля и способа сжигания подготовка его включает в себя дробление, сушку и размол до пылевидного состояния с размерами частиц в несколько десятков или сотен мкм в зависимости от марки и способа сжигания угля. При сжигании угля в слое стадия размола отсутствует, вместо размола применяется дробление до размера 5–10 мм.

Сначала уголь подвергается дроблению, затем транспортируется к котельным установкам [30, 31].

Топливо транспортируется со склада при помощи ленточных транспортеров в главный корпус ТЭС.

Дробление угля второй ступени производится в основном с использованием молотковых дробилок. Такие устройства обеспечивают дробление до размера 25 мм. Для снижения нагрузки на дробилку мелкий уголь отсеивается в грохоте перед дробилкой и, минуя ее, направляется на конвейер. Стадия предварительного (грубого) дробления твердого топлива предназначена для дробления крупных кусков топлива непосредственно в приемно-разгрузочных устройствах. Для этой цели используются дробильно-фрезерные машины, которые измельчают топливо на решетках приемных бункеров.

При транспортировке топлива от приемных бункеров до бункеров сырого угля (БСУ) котельной осуществляются его очистка от посторонних предметов (от металлических с помощью металлоискателей и металлоуловителей, от древесной щепы и прочего с помощью щепуловителей) и дробление, а также могут выполняться подсушивание и смешение различных марок угля.

Для обеспечения бесперебойной и безопасной работы системы топливоподачи ТЭС предусматриваются системы обеспыливания, дистанционного управления, обеспечения пожаробезопасности.

Обеспыливание выполняется в разгрузочных устройствах, узлах пересыпки, дробилках, бункерах сырого угля (БСУ) и готовой пыли (БГП). Для обеспечения эффективного обеспыливания проводятся следующие мероприятия:

- полная герметизация очагов пылеобразования, постоянный контроль за состоянием укрытий, уплотнение узлов пересыпок с устранением неплотностей, возникающих в процессе эксплуатации;
- использование эффективных пылеулавливающих устройств;
- обеспечение разрежения в системе пылеприготовления;
- механизация уборки пыли с использованием гидросмыва.

Процесс загрузки бункеров автоматизирован. Дистанционное управление механизмами осуществляется с центрального щита управления.

В бункерах, предназначенных для хранения угля, выделяющего воспламеняющиеся летучие газы, конструкция перекрытия выполняется из негорючих материалов с проемами для разгрузки. Для обеспечения требований взрывобезопасности бункера оснащается:

- сигнализацией предельного нижнего уровня топлива;
- сигнализацией о возгорании топлива;
- блокировкой, отключающей питатель сырого угля при снижении уровня топлива ниже 2 м от входного патрубка питателя;
- блокировкой, действующей на включение средств побуждения к движению топлива в бункере при обрыве подачи топлива в СП;
- системой пожаротушения.

Максимальная продолжительность хранения топлива в бункерах составляет: для топлив IV группы взрывоопасности 10 суток, для топлив II и III групп – 20 суток; для I группы – 30 суток.

Предварительная сушка угля может осуществляться в дробилках тракта топливоподачи, в паровых или газовых барабанных сушилках.

Сушка и измельчение угля перед его сжиганием производятся в системах пылеприготовления, которые выбираются с учетом характеристик топлива (величина влагосъема, выход летучих, коэффициент размолоспособности, способ

шлакоудаления и др.). Измельчение угля до пылевидного состояния обеспечивает быстрый выход летучих, воспламенение и устойчивое горение с максимальной эффективностью и минимальным уровнем шлакования поверхностей нагрева котла.

На крупных ТЭС в основном применяются индивидуальные сушильно-мельничные системы (СМС), в которых приготовление пыли осуществляется непосредственно у котла с использованием горячего воздуха или топочных газов для сушки угля, или топочных газов в смеси с горячим воздухом. Наиболее сложными и дорогостоящими из них являются системы пылеприготовления для сжигания углей в режиме жидкого шлакоудаления, а также высоковлажных низкосортных углей при использовании в качестве сушильного агента дымовых газов.

В мельницах происходит размол твердого топлива от кусков дробленки с размером порядка 25 мм до пылевидного состояния, характеризуемого рекомендуемым значением R_{90} , и, в большинстве случаев, одновременно протекает процесс сушки. Их можно классифицировать по механизму измельчения частиц и по частоте вращения подвижной части мельницы.

Выбор системы пылеприготовления (СП) зависит от вида топлива и типа топки котла. В замкнутых СП с прямым вдуванием используются молотковые мельницы (ММ) и мельницы-вентиляторы (М-В), в системах с промежуточными пылевыми бункерами – шаровые барабанные (ШБМ), среднеходные валковые мельницы (СВМ) и ММ. Для высоковлажных бурых углей используются разомкнутые индивидуальные системы пылеприготовления с применением ММ или мельниц-вентиляторов (М-В).

ММ применяют для размола высокореакционных бурых и каменных углей с невысокой абразивностью.

М-В, кроме размола, осуществляет вентиляционный процесс в СП – подачу к мельнице сушильного агента с температурой 900–1000°C и подачу пылегазовой смеси к горелкам. Такие мельницы используют для легко размалываемых влажных бурых углей.

ШБМ универсальны по топливу (включая угли с большим содержанием серы и золы), в них возможно получение пыли любой тонкости.

Применение СВМ ограничивается относительно мягкими сухими (влажность до 20% с учетом возможной предварительной сушки угля до мельницы) каменными углями с зольностью до 45%.

Процесс пылеприготовления в мельницах совмещается с сушкой пыли.

Объем бункера пыли определяется с учетом необходимости обеспечения 2-3-х часового запаса потребности котла.

Бункер пыли оснащается приборами и устройствами для:

- измерения температуры в углах верхней части бункера на расстоянии 1,0–1,5 м от стен и потолочного перекрытия;
- измерения уровня пыли не менее, чем в 4-х точках по высоте бункера;
- измерения разрежения в верхней части бункера;
- контроля максимального и минимального уровней пыли;
- сигнализации возгорания пыли.

После измельчения в мельницах угольная пыль, в зависимости от типа системы пылеприготовления, может выноситься газом или потоком воздуха из мельниц и по пылепроводам направляться непосредственно в горелки котла (системы пылеприготовления с прямым вдуванием) или в промежуточные бункера пыли

(системы пылеприготовления с промбункером). Из промбункера пыль питателями подается в трубопроводы и затем транспортирующей средой (горячим воздухом или смесью горячего воздуха и дымовых газов) подается в горелки на сжигание.

2.1.2 Сжигание твердого топлива

На паротурбинных ТЭС реализуются две технологии сжигания твердого топлива: в потоке горячего воздуха (факельное сжигание) и в циркулирующем кипящем слое (ЦКС).

При **факельном сжигании** заранее приготовленное пылевидное топливо и воздух (предварительно подогретый в воздухоподогревателе котельной установки) подаются на сжигание в топку котла отдельными прямоточными или закрученными струями через специальные горелочные устройства [31]. Кроме основных, при сжигании твердого топлива могут использоваться сбросные горелки, куда подаются угольная пыль тонкого помола, не уловленная в циклоне, и транспортирующий ее сушильный агент (воздух).

При необходимости во время пусков, при остановках и в ситуациях неустойчивого горения для подсветки пылеугольного факела используются дополнительные газовые или мазутные горелки.

Существуют различные конструктивно-компоновочные решения топочных камер котлов: призматические открытые (с П-образной и Т-образной компоновками газоходов), башенные, кольцевые, вихревые (с низкотемпературным вихрем НТВ) и другие.

В факеле можно сжигать любые топлива (газ, мазут и пылевидный уголь) без ограничения тепловой мощности котла. Поэтому технология факельного сжигания является наиболее распространенной на ТЭС. В пылеугольных котлах используются фронтальное, встречное и тангенциальное (или угловое) расположение горелок в один или несколько ярусов (рисунок 2.6).

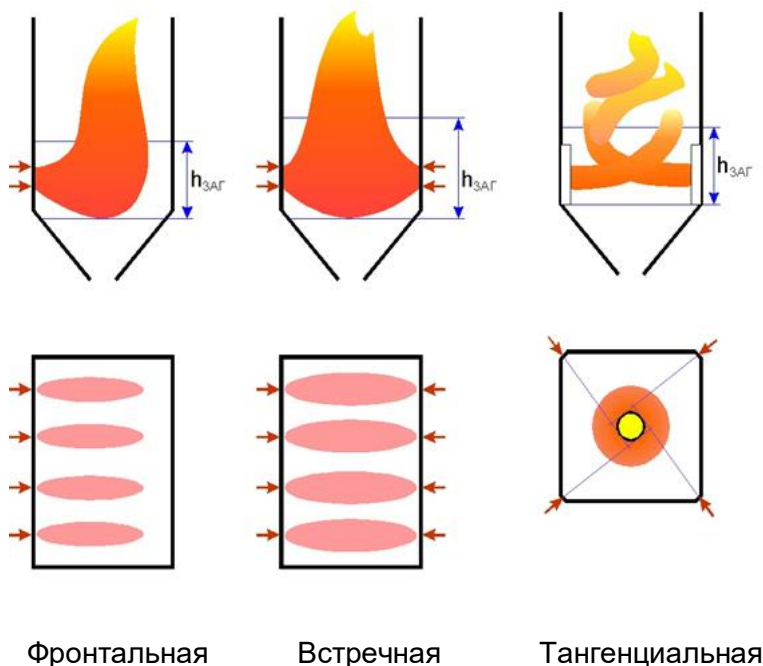


Рисунок 2.6 – Компоновка горелок

При сжигании углей минеральная часть топлива (зола) переходит в летучую золу (микронные фракции), удаляемую из котла вместе с дымовыми газами, и шлак, удаляемый из топки котла в нижней ее части. Количество золы топлива, переходящее в летучие фракции и в шлак, зависит от системы шлакоудаления. Дымовыми газами из котла выносятся мельчайшие твердые частицы (коксовый остаток) несгоревшего твердого топлива, которые являются продуктами механического недожога, вместе с летучей золой. Их количество незначительно по сравнению с количеством летучей золы.

Пылеугольные топki с факельным сжиганием в зависимости от способа удаления шлака из топki котла бывают с твердым (ТШУ) и жидким (ЖШУ) шлакоудалением (рисунок 2.7).

В топках с твердым шлакоудалением (ТШУ) сжигание топлива производится при температурах ниже точки плавления шлака возле стен топki или поверхностей нагрева. Для предотвращения шлакования экранов топki температура золы должна быть достаточно низкой, чтобы зола не налипала на стенки топki и шлак, собирающийся в нижней части топki котла, оставался твердым. В центре факела температуры часто выше точки плавления золы. В таких топках 5–10% минеральной части угля в виде шлака с температурой около 600°C выводятся из топki через специальные отверстия (летки) в ее нижней части. Оставшиеся 90–95% в виде летучей золы выносятся продуктами сгорания из топki и затем удаляются в золоуловителях, установленных за котлом.

В топках с жидким шлакоудалением (ЖШУ) топливо сжигается при температурах выше точки плавления шлака, чтобы обеспечивать жидкое состояние шлака с достаточной текучестью. Такие топki требуют специальной обмуровки, чтобы выдерживать температуры плавления золы в химически активной среде. Большое количество золы переносится на стенки и стекает в жидкой форме вниз по стенкам через нижнее выходное отверстие.

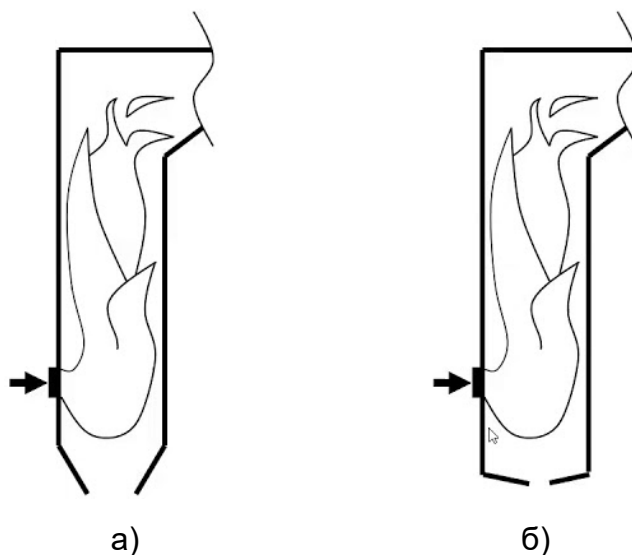


Рисунок 2.7 – Топки с ТШУ (а) и ЖШУ (б)

При этом доля золы в уносе составляет 80–85% и, соответственно, 15–20% удаляется в виде жидкого шлака. Жидкий шлак охлаждается в наполненной водой ванне, установленной под топку котла.

Котлы с жидким шлакоудалением используются для сжигания каменного угля с низким выходом летучих веществ.

На ТЭС может также использоваться **технология сжигания топлива в циркулирующем кипящем слое (ЦКС)** (рисунок 2.8). Дробленый уголь с исходными размерами частиц 5–8 мм поступает на воздухораспределительную решетку, через которую под давлением подается горячий воздух. В слой также подается дробленый известняк или доломит для связывания образующихся при сжигании сернистых топлив оксидов серы.

В слое в качестве инертного материала находится зола сгоревшего топлива (иногда мелкий кварцевый песок). Масса топлива в слое в пересчете на углерод составляет 1–3% [32].

Часть воздуха для горения подается с пода топки: как первичный воздух – через решетку, а часть – как вторичный воздух в нескольких метрах выше решетки. Скорость воздуха достаточно высока для подъема твердых частиц (ожижения) слоя. Под воздействием потока воздуха слой распространяется на всю высоту топки, заполняя весь объем камеры сгорания, где и происходит выгорание топлива с температурами 800–900 °С.

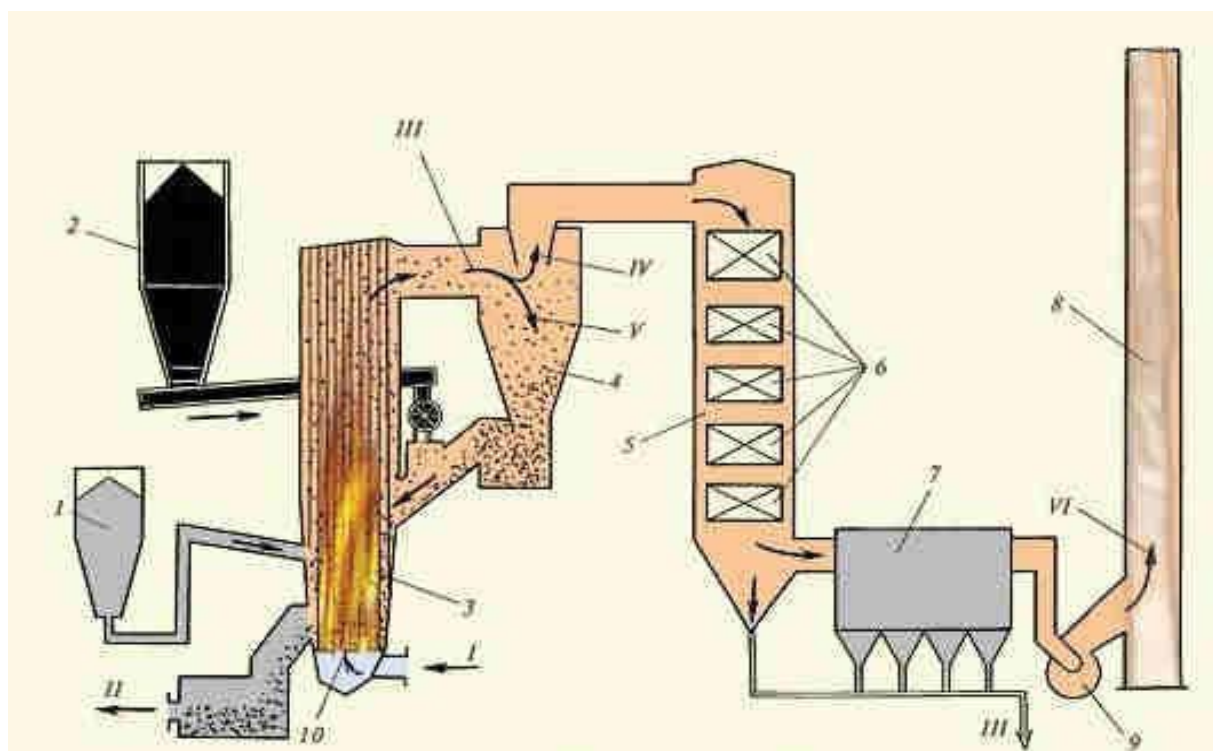


Рисунок 2.8 – Схема котла с ЦКС:

1 – бункер известняка; 2 – бункер угольной дробленки; 3 – топка; 4 – циклон; 5 – опускная шахта котла; 6 – конвективные поверхности нагрева; 7 – электрофильтр; 8 – дымовая труба; 9 – дымосос; 10 – воздухораспределительная решетка. I – подвод воздуха под слой; II – отвод золы из слоя; III – отвод золы из электрофильтра; IV – выход очищенных газов из циклона; V – отвод твердой фазы в слой; VI – отвод газов в дымовую трубу

После выхода из топки поток поступает в циклоны, в которых происходит отделение газообразных продуктов сгорания от твердой массы слоя (несгоревшего

топлива и инертной массы). Дымовые газы направляются в конвективные поверхности нагрева, а твердая фаза возвращается в топку для дожигания и циркулирует таким образом до полного выгорания.

Системы с циркулирующим слоем увеличивают время потенциальной реакции и уровень смешивания газов, что обычно приводит к более эффективному сжиганию и улавливанию серы. В процессе сжигания лишняя зола выводится из слоя в нижней части топки через специальные охлаждаемые каналы.

В настоящее время технология сжигания и газификации топлив в ЦКС является общепризнанной промышленной технологией, реализованной на тысячах объектов. Технология сжигания топлив в ЦКС разрабатывалась и развивалась как технология низких выбросов, в первую очередь оксидов азота и серы. В мире эксплуатируется более 3000 котлов с ЦКС, больше всего в Китае. В 2013 году пущен первый в мире блок мощностью 600 МВт с котлом ЦКС. Основными экологическими преимуществами технологии ЦКС являются:

- возможность эффективного (более 90%) связывания оксидов серы путем относительно дешевого способа подачи известняка в топку при оптимальной температуре слоя около 870°C и длительном времени пребывания частиц известняка в реакционной зоне;
- низкие выбросы оксидов азота (менее 200–300 мг/м³) без использования специальных средств азотоочистки, которые обусловлены низкой и стабильной температурой слоя и надслоевого пространства при организации ступенчатого подвода воздуха;
- компактность котельной установки, связанная с отсутствием средств серо- и азотоочистки, что позволяет разместить котел ЦКС в существующих котельных ячейках.

К недостаткам технологии ЦКС относятся усложнение конструкции котла, наличие большой массы футерованных элементов и длительный пуск из «холодного» состояния, усложнение вспомогательных систем котла (дренаж слоя, возврат золы, подвод известняка и др.), повышенные расходы на собственные нужды за счет использования высоконапорных вентиляторов, за исключением случаев с крайне высоким содержанием серы.

Типичными для котлов с ЦКС при сжигании каменных углей и антрацитов являются концентрации 100–200 мг/м³ при нормальных условиях и содержании кислорода в уходящих газах 6%. Для топлив с очень большим выходом летучих веществ возможно некоторое увеличение концентрации NO_x до 250 мг/м³.

Одним из основных преимуществ сжигания в кипящем слое является возможность эффективного удаления диоксида серы SO₂ путем подачи в слой известняка. Условия в топке (температура и время пребывания частиц известняка) обычно весьма подходящие для процесса абсорбции диоксида серы известняком. Поэтому в кипящем слое сера улавливается гораздо эффективнее, чем при впрыскивании известки в традиционных пылеугольных котлах. Условия в топке котла ЦКС благоприятны и для весьма эффективной «самоабсорбции» SO₂ щелочными компонентами золы. Например, при сжигании Канско-Ачинских углей и Эстонских сланцев подачи известняка не требуется. В целом можно говорить о возможности снижения выбросов SO₂ в ЦКС как минимум на 90% при использовании обычного промышленного известняка и умеренном (около 2) соотношении Ca/S.

Первый в России отечественный котел с циркулирующим кипящим слоем типа Пп-1000-24,5-565 АКТФ (ТПП-357/С7) производства корпорации «ЭМАльянс» был пущен в 2016 году в составе блока № 9 330 МВт Новочеркасской ГРЭС. Гарантийные показатели были обеспечены, концентрация оксидов азота была ниже 300 мг/м^3 , при подаче известняка удавалось обеспечить эффективность удаления оксидов серы до 90% при содержании диоксида серы в уходящих газах менее 300 мг/м^3 .

Использование технологии ЦКС наиболее выгодно в условиях сжигания низкосортных, высокосольных топлив с повышенным содержанием серы. Ее целесообразно применять также при изменяющихся характеристиках топлива и совместном сжигании различных топлив, включая биомассу.

Ниже описаны некоторые технологии факельного сжигания, применяемые для повышения технико-экономических и экологических характеристик КТЭУ, сжигающих твердые виды топлива.

Низкотемпературное вихревое сжигание угля

Низкотемпературная вихревая (НТВ) технология сжигания – отечественная разработка. В основу НТВ-технологии положено ступенчато-вихревое сжигание грубоизмельченного топлива в условиях многократной циркуляции частиц топлива в камерной топке (рисунок 2.9) [50].

Главные преимущества НТВ-технологии: стабильное воспламенение низкосортных топлив, отсутствие шлакования поверхностей нагрева и сравнительно низкий уровень выбросов загрязняющих веществ [50].

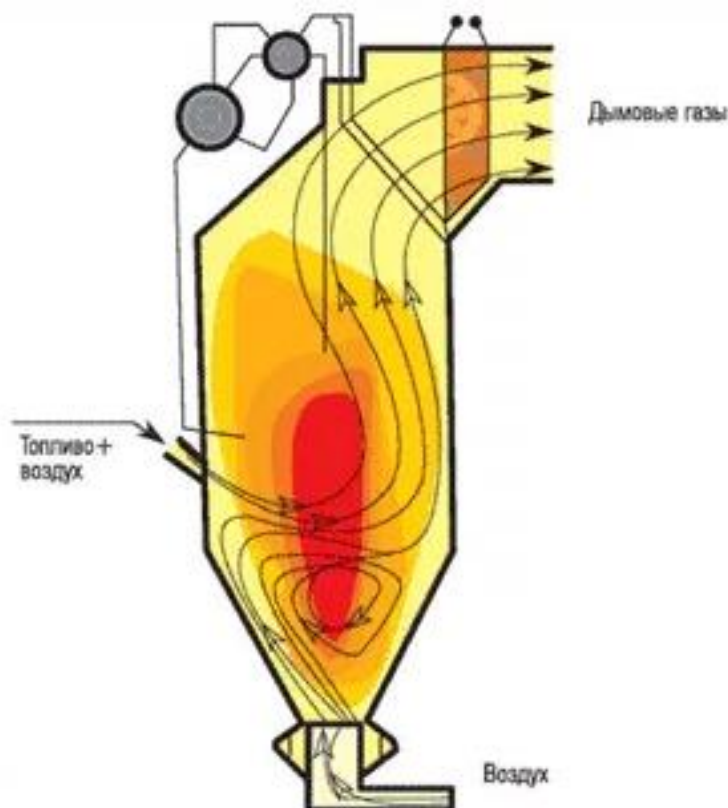


Рисунок 2.9 – Схема сжигания в низкотемпературном вихре (НТВ)

В отличие от традиционной технологии пылевого сжигания в прямоточном факеле (ПФ), где основная часть топлива (до 92–96%) сгорает в так называемой «зоне

активного горения» (ЗАГ), расположенной вблизи горелок и занимающей относительно небольшой объем камерной топки, в НТВ-топке в ЗАГ вовлечено значительно большее пространство (в том числе, весь объем топочной воронки). Поэтому тепловое напряжение объема ЗАГ в НТВ-топке при равной мощности котлов в 1,5–2 раза ниже. Это позволяет снизить максимальную температуру в вихревой топке (примерно на 100–300°C) и за счет активного перемешивания выровнять температуру в ЗАГ. И тепловая эффективность НТВ-топки возрастает за счет снижения загрязнения поверхностей нагрева и усиления конвективного теплообмена, что дает возможность увеличить паропроизводительность котла на 15–20%.

Пониженный уровень температур, ступенчатый ввод окислителя через систему рассредоточенных сопел, многократная циркуляция горящих частиц и угрубление гранулометрического состава золы в совокупности обеспечивают улучшенные показатели вихревых топок по выбросам оксидов азота NO_x и диоксида серы SO_2 , а также повышают эффективность работы золоулавливающего оборудования.

Снижение генерации NO_x в НТВ-топке связано с особенностями топочного процесса: низким уровнем температур в ЗАГ и ступенчатым подводом окислителя к топливу. Максимальная температура продуктов сгорания в НТВ-топке зависит от марки топлива, системы пылеприготовления, особенностей конструкции горелочно-сопловых устройств и режима сжигания топлива – для высоковлажных топлив не превышает 1050–1200°C. В этом интервале температур образуются в основном топливные NO_x , а количество термических NO_x ничтожно мало. Коэффициент избытка воздуха в горелках при НТВ-сжигании зависит от марки топлива и, как правило, не превышает 0,8–0,9. Остальной воздух, необходимый для полного выгорания топлива, подается через систему сопел. В результате удастся снизить выбросы NO_x на 30–50% по сравнению с технологией ПФ.

Низкий уровень температур в НТВ-топке позволяет связать SO_2 основными оксидами (в основном CaO) минеральной части топлива. Этому способствует увеличение времени пребывания связывающих компонентов в вихревой зоне, а также меньшая оплавленность (и большая поверхность реагирования) частиц золы. Применение НТВ-технологии повышает связывание SO_2 на 20–50% (в зависимости от марки топлива) по сравнению с технологией ПФ. Кроме того, условия вихревой топки позволяют эффективно использовать различные сорбенты на основе CaO .

Укрупнение помола топлива при НТВ-сжигании приводит к укрупнению летучей золы уноса, что повышает эффективность работы золоулавливающих установок как циклонного типа, так и электрофильтров.

НТВ-топка обеспечивает высокую устойчивость воспламенения, что особенно актуально при сжигании низкосортных топлив. Несмотря на пониженный уровень температур, многократная циркуляция горящих коксовых частиц топлива и ступенчатый подвод воздуха в ЗАГ стабилизируют воспламенение и обеспечивают выгорание топлива. НТВ-топка позволяет эффективно сжигать низкосортные топлива без использования «подсветки» пылеугольного факела газом и мазутом, практически полностью исключает шлакование поверхностей нагрева и повышает надежность работы котла.

Применение НТВ-технологии позволяет упростить систему пылеприготовления, увеличить ее производительность, обеспечить

взрывобезопасность, снизить затраты на подготовку топлива к сжиганию, увеличить срок службы размольного оборудования.

НТВ-технология сжигания апробирована на широкой гамме твердых топлив, включая бурые и каменные угли. Среди реализованных проектов можно отметить модернизацию в 2008 году котла БКЗ-210 на Кировской ТЭЦ-4 и техническое перевооружение в 2013 году котла П-49, входящего в состав энергоблока 500 МВт, на Назаровской ГРЭС.

Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов

В мельницах-активаторах реализуется процесс механоактивации – образования более химически активного вещества с помощью предварительной механической обработки. В отличие от простого измельчения, в процессе механоактивации достигается максимальная поверхность угольных частиц с накоплением энергии в виде дефектов и других изменений в твердом веществе, которые позволяют снизить энергию активации его последующего химического превращения.

В результате механоактивации происходят изменения физико-химических свойств угольной пыли с увеличением ее реакционной способности, что позволяет снизить температуру воспламенения угольной пыли и организовать стабильный процесс горения пылеугольного факела на пусковых режимах.

Средний размер частиц угля в результате его механоактивации составляет 35 (5–40) мкм при энергозатратах около 25 кВт·ч/т.

Пылеугольный факел механоактивированной пыли по своим характеристикам приближается к мазутному факелу (по размерам, теплонапряженности и интенсивности выгорания). Таким образом, появляется возможность производить замещение мазута при растопке и подсветке без изменения существующей схемы сжигания топлива.

Система включает в себя мельницу-дезинтегратор, запально-защитное устройство, систему подвода и подачи угольной пыли, систему источников электропитания, систему контроля и управления розжигом котла.

Основными преимуществами технологии являются: снижение расходов на жидкое, газообразное топливо и на эксплуатационное обслуживание мазутного хозяйства; минимальная реконструкция топочно-горелочного устройства; воспламенение и горение угольной пыли происходит непосредственно в топочном объеме котла; полная автоматизация процесса розжига котла; малый срок окупаемости (2–5 лет).

Промышленные испытания безмазутного розжига и подсветки факела механоактивированным углем микропомола проводились на котле ПК-40 Беловской ГРЭС в Кузбассе.

Ребёрнинговые мельницы и динамические сепараторы

В энергетике среднеходные валковые мельницы типа СВМ с динамическими сепараторами используются в качестве «ребёрнинговых». Тонкость готовой угольной пыли должна составлять $R_{90} = 8\%$.

Особенностью работы мельницы типа СВМ с динамическим сепаратором является то, что угольная пыль после размола выносится воздушным потоком в сепаратор, где за счет вращения ротора разделяется на мелкие и крупные фракции. Мелкие фракции выносятся к горелкам, а крупные возвращаются на домол в

мельницу. Изменение тонины помола осуществляется за счет поворота лопаточного аппарата и изменения частоты вращения динамического сепаратора для обычной и ребенинговой мельницы соответственно.

Более тонкий размол угля требуется для дожигания топлива в условиях внедрения трехступенчатого сжигания (*Reburning*) для подавления оксидов азота. При этом восстановительная зона в топке организуется не за счет природного газа, а за счет утоненной пыли от ребенинговой мельницы. Именно для получения столь тонкой пыли в мельницах с прямым вдуванием применяется динамический сепаратор, который обладает меньшим аэродинамическим сопротивлением по сравнению со стандартным центробежным сепаратором.

Ребёрнинговые мельницы применены на третьем блоке Харанорской ГРЭС и двух пылеугольных блоках мощностью 225 МВт Черепетской ГРЭС. Тонкая пыль из этих мельниц подается в сопла, расположенные выше основных горелок. В основных горелках сжигание пыли организовано с уменьшенными, против стехиометрических значений, избытками воздуха, то есть с запланированным недожогом. В результате подачи тонкой пыли через сопла с избытками воздуха больше стехиометрических значений, в этой зоне образуется область дожигания топлива. Следствием этого становится уменьшение выбросов оксидов азота за счет подавления их образования в зоне основных горелок и частичного восстановления в зоне дожигания. Применение ребёрнинга позволяет повысить эффективность ступенчатого сжигания топлива.

Горелочные устройства с применением пристенного дутья

Данная схема сжигания с пристенным дутьём отличается от традиционного концентрического сжигания тем, что воздух, обеспечивающий ступенчатость сжигания по горизонтали, подается не только через основные горелки, но и через дополнительные сопла (рисунок 2.10). При этом часть вторичного воздуха подается в топку с отклонением от направления основного воздушного потока и аэросмеси. В этом случае происходит затягивание подмешивания воздуха к первичному факелу за счет ступенчатой подачи вторичного воздуха через концентрические каналы горелки и ступенчатости по горизонтали (за счет направления струй вторичного воздуха к топочным экранам).

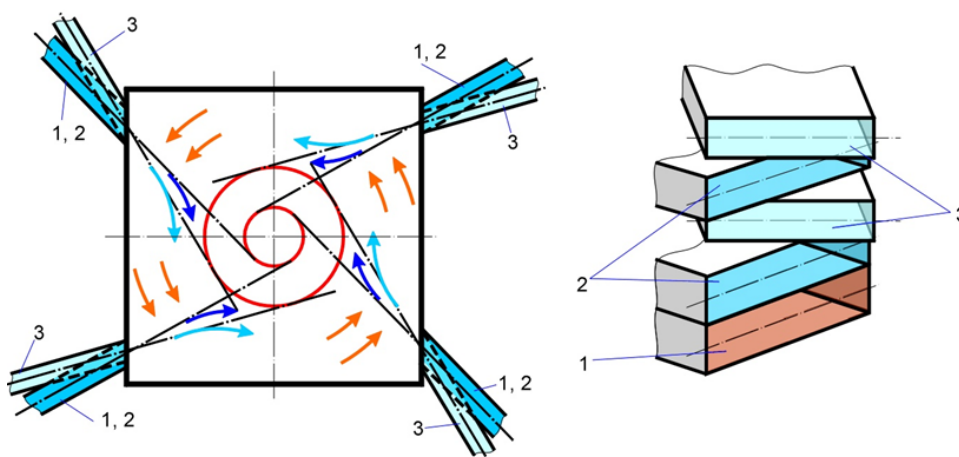


Рисунок 2.10 – Горелочное устройство с пристенным дутьем:

1 – поток аэросмеси; 2 – поток вторичного воздуха (20–40%); 3 – поток вторичного воздуха (60–80%)

В результате горение топлива на стадии выхода летучих происходит в среде, обедненной кислородом, что приводит к снижению образования топливных NO_x . Далее, после смешения с потоками вторичного воздуха, обеспечиваются условия для догорания коксового остатка. Это позволяет снизить образование оксидов азота на 30–40%. Одновременно за счет пристенного воздушного дутья уменьшается шлакование топочных экранов. Роста недожога при этом почти не происходит: необходимый для горения воздух просто подмешивается к факелу чуть позже, на стадии воспламенения и горения коксового остатка [29, 34].

Применение плазменных систем безмазутного розжига

Угольная пыль по сравнению с газом и мазутом требует более высокой температуры воспламенения и более длительного температурного воздействия. Поэтому пылеугольные котлы обычно розжигают с помощью природного газа или мазута. Эта технология обеспечивает стабилизацию процессов горения. В мире на эти цели расходуют десятки миллионов тонн мазута в год.

Кроме того, совместное сжигание угля и обладающего более высокой реакционной способностью мазута ухудшает эколого-экономические показатели котлов: на 10–15% повышается мехнедожог топлива и на 2–5% снижается КПД-брутто, возрастает скорость высокотемпературной коррозии экранных поверхностей, снижается надежность эксплуатации котельного оборудования, на 30–40% увеличивается выход оксидов азота и серы (за счет более высокого содержания серы в мазуте), появляются выбросы канцерогенной пятиоксида ванадия.

Одним из способов стабилизации воспламенения угольной пыли является использование плазмотронов (рисунок 2.11), которые обеспечивают термохимическую подготовку топлива к сжиганию. Кратковременная работа плазмотрона за счет генерирования в нем низкотемпературной плазмы позволяет произвести растопку котла и осуществить достижение всех необходимых растопочных параметров. Под воздействием плазмы частицы угля дробятся на более мелкие компоненты и происходит их интенсивная газификация. Все это повышает реакционные свойства топлива, и горение протекает более устойчиво.

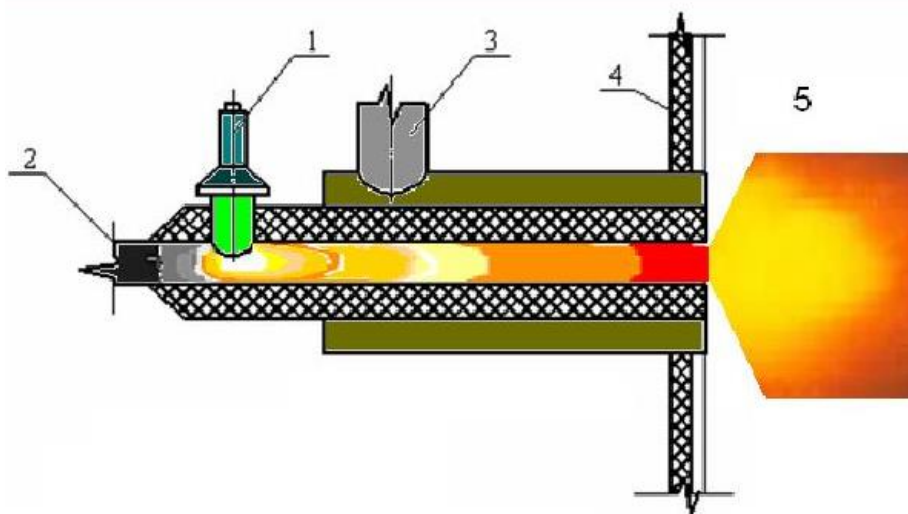


Рисунок 2.11 – Принципиальная схема плазменной технологии растопки пылеугольных котлов:

1 – плазмотрон; 2 – аэрозоль; 3 – вторичный воздух; 4 – стенка топки котла; 5 – топка

Для практической реализации плазменной технологии на ТЭС организуются плазмохимические процессы, при которых только часть реагентов проходит через область плазмы и выступает инициаторами химических превращений, существенно улучшающих характеристики процесса. Предвключенный муфель с плазмотроном обеспечивает самовоспламенение и интенсивное выгорание аэросмеси (угольная пыль + воздух) после смешения со вторичным воздухом в объеме топки (рис. 2.12).

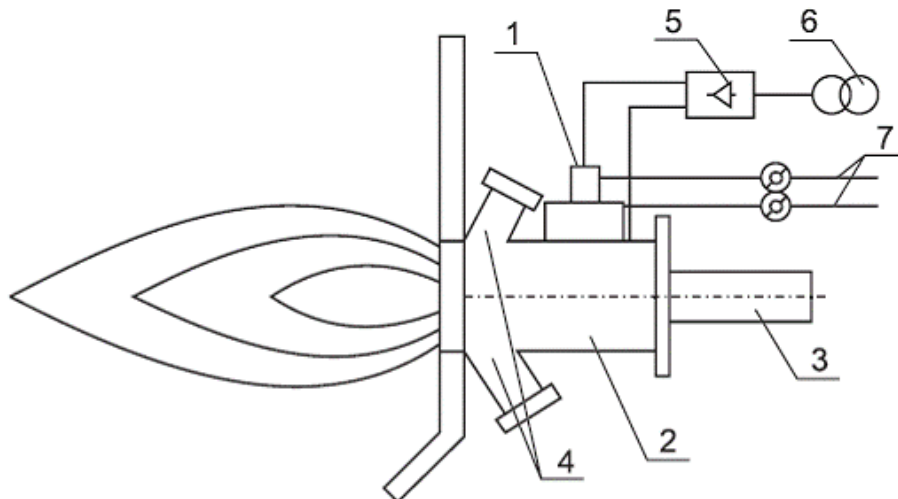


Рисунок 2.12 – Схема компоновки плазмотрона с муфельизированным участком пылепровода горелки:

1 – плазмотрон; 2 – муфель; 3 – пылепровод к горелке; 4 – сопло пылеугольной горелки; 5 – источник электропитания; 6 – трансформатор; 7 – системы водовоздухоснабжения

Испытания технологии плазменной подсветки и стабилизации горения факела проводились на Гусиноозёрской ГРЭС (котел БКЗ-640) и ряде других ТЭЦ. На котле БКЗ-640 Гусиноозёрской ГРЭС, оснащённом прямоточными пылеугольными горелками, при плазменной подсветке факела образовывались восстановительные газы (CO , H), что снижало образование оксидов азота в 1,2–1,3 раза.

По разным оценкам, электрическая мощность, потребляемая плазмотроном, в зависимости от типа углей и горелки составляет 0,5–2,0% от тепловой мощности пылеугольной горелки.

Для растопки могут применяться электродуговые и СВЧ-плазмотроны.

Еще одной технологией безмазутного розжига пылеугольных котлов является устройство с использованием электро-ионизационных воспламенителей (УВЭИ), которое позволяет с минимальными удельными затратами энергии создать максимальную скорость разогрева факела и элементов конструкции горелки, обеспечивающих стабильное и полноценное сжигание топливной смеси с низкой реакционной способностью на этапе разогрева из холодного состояния, минимизируя механический унос в топку, при этом исключая опасность хлопка или взрыва в котле.

Розжиг с использованием УВЭИ осуществляется в циклонной ступенчатой горелке за счет воспламенения пылеугольного топлива из холодного состояния в среде среднечастотной диффузной низкотемпературной плазмы с высокой химической активностью (рисунок 2.13). Такая технология является альтернативой технологии ПТС (плазменно-топливные системы), где используются так называемые

«горячие» электродуговые плазматроны, имеющие невысокий ресурс работы и большое энергопотребление.

Применение УВЭИ позволяет решить проблему взрывобезопасности при растопке из холодного состояния путем минимизации механического уноса на старте процесса и существенного увеличения тепловой мощности горелки по мере растопки. Электродные блоки размещаются в независимых воздушных каналах ионизирующего плазменного потока, вне потока угольной пыли, что дополнительно увеличивает эксплуатационную надежность работы горелки. Устройство оснащено развитой системой диагностики и управления с реализацией необходимых защит и блокировок, включая непосредственное управление пылепитателями.

Технология безмазутного розжига с применением УВЭИ внедрена на Новосибирской ТЭЦ-3.

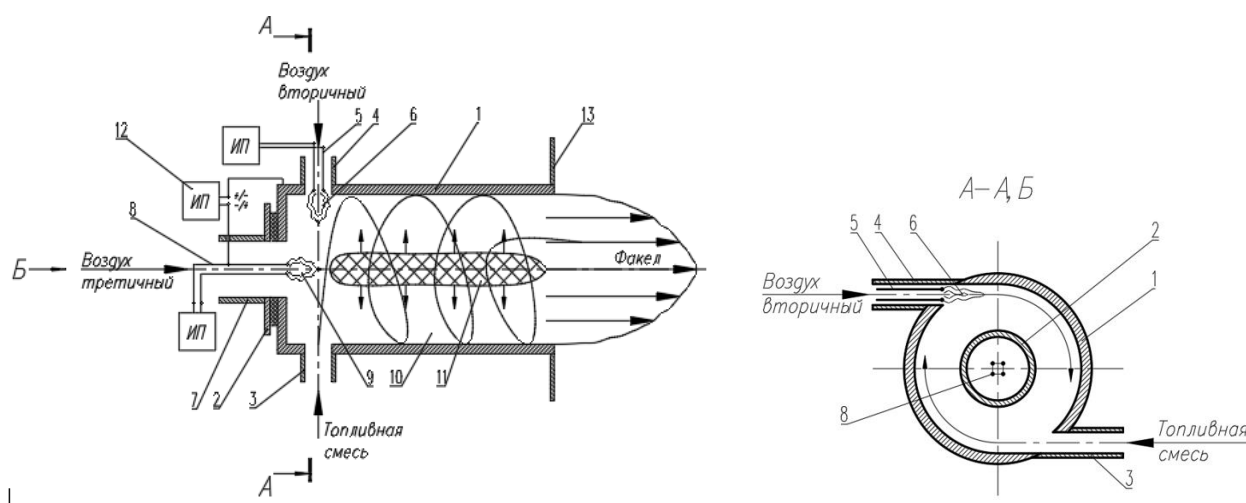


Рисунок 2.13 – Циклонная горелка с выносом электродных блоков воспламенителей из пылевого потока

1 – корпус; 2 – фланец; 3 – топливный ввод; 4 – муфель; 5 – блок электродов; 6 – электрический разряд; 7 – воздухопровод третичного воздуха; 8 – блок электродов; 9 – электрический разряд; 10 – зона воспламенения; 11 – факел; 12 – источник питания; 13 – фланец

Горелки с подачей пыли высокой концентрации (ППВК)

На отечественных котлах, оборудованных пылесистемами с промбункером пыли, заметное распространение получила система транспорта пыли с высокой концентрацией (ПВК) 20–40 кг топлива/кг воздуха вместо традиционных 0,3–0,8 кг/кг. Такое решение при рациональной конструкции горелки, в том числе, позволяет снизить выбросы оксидов азота (ПВК обеспечивает более быстрый прогрев концентрированной пыли, выход и воспламенение летучих при недостатке воздуха).

На котлах с жидким шлакоудалением (ЖШУ) при сжигании кузнечных углей, характеризующихся высоким содержанием азота в топливе, с использованием таких горелок уровень NO_x снижается на 20–25%, или до 450–550 мг/м³.

В горелках систем пылеприготовления с прямым вдуванием или традиционным транспортом пыли повышение концентрации потока аэросмеси решается

применением пылеконцентраторов или разделением потока на отдельные потоки при помощи вставок в тракте аэросмеси и профилированных обечаек.

Котел с кольцевой топкой

Опыт опытно-промышленной эксплуатации котла Е-820-13, 8-560БТ с кольцевой топкой на Ново-Иркутской ТЭЦ и проработка профиля котлов для блоков 330 МВт на бурых и каменных углях указывают на принципиальную возможность эффективного использования котлов с кольцевыми топками как для строительства новых станций, так и для замещения отработавших крупных энергоблоков с установкой их в существующих ячейках главного корпуса. При этом мощность и параметры пара нового блока могут быть сохранены или повышены [49].

Особенностью кольцевой топки является отсутствие активного касания факелом внутреннего и наружного экранов. При этом обеспечивается устойчивое зажигание топлива без видимой сепарации невоспламенившихся частиц в холодную воронку.

Выполненные совместно с АО «Подольский машиностроительный завод» (ЗиО) проработки профиля мощных котлов с кольцевой топкой показывают, что их заводское изготовление не вызывает принципиальных конструкторских и технологических сложностей. Применение кольцевых топок при создании котлов крупных энергоблоков позволяет:

- уменьшить высоту котлов на 30–40%;
- снизить их металлоемкость и стоимость на 5–10%;
- обеспечить бесшлаковочное и высокоэкономичное сжигание шлакующих каменных и бурых углей;
- уменьшить выбросы NO_x за счет технологических методов сжигания на 10–30%.

Котел Е-820-13,8-560БТ с кольцевой топкой (рисунок 2.14) был пущен в 1998 году на Ново-Иркутской ТЭЦ и за время эксплуатации подтвердил надежность, эффективность и экологические показатели при сжигании шлакующих бурых углей. КПД котла достигает 93–93,8%. Максимальная наработка котла в отопительный период – более 4100 часов. Максимальная непрерывная работа котла – 2405 часов.

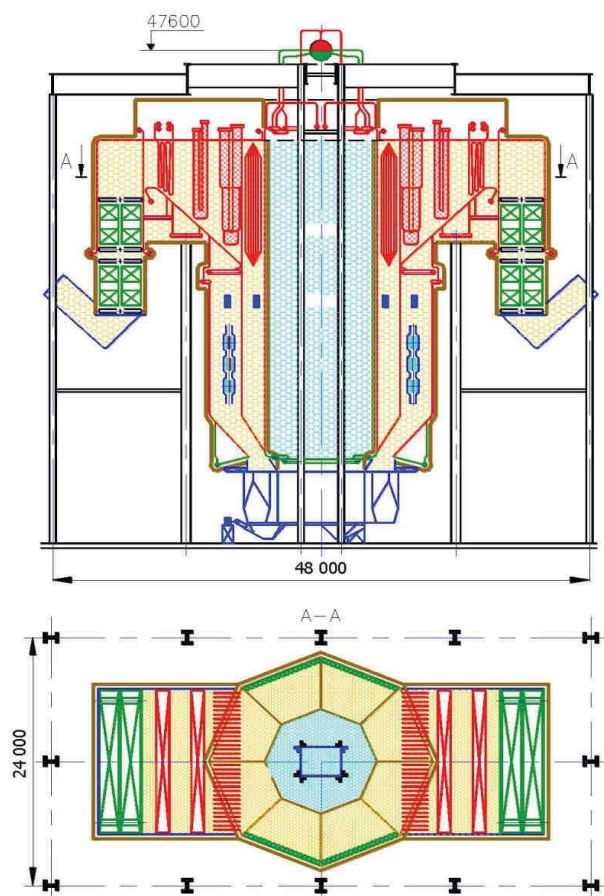


Рисунок 2.14 – Схема котла с кольцевой топкой

Тепловосприятие экранов в кольцевой топке на 15–20% выше, чем в обычных топках. Низкий температурный уровень в ядре факела и в верху топки обеспечивает практически бесшлаковочный режим работы топки, ширмовых и конвективных пароперегревателей.

Котел легко управляем как в стационарных, так и в переходных режимах.

Согласно информации Ново-Иркутской ТЭЦ, выбросы NO_x составляют 470–550 мг/м³ и принципиально могут быть снижены за счет применения технологических (внутритопочных) мероприятий [49]. Однако исполнение котла с кольцевой топкой в единственном экземпляре в России и мире не позволяет определить данную перспективную технологию в качестве НДТ на текущий момент.

2.1.3 Технологии, применяемые для снижения выбросов маркерных загрязняющих веществ

2.1.3.1 Технологии, применяемые для снижения выбросов золы твердого топлива

Для очистки дымовых газов от твердых частиц перед их выбросом в атмосферный воздух используются различные золоуловители. Подавляющее количество твердых частиц в продуктах сгорания (как правило, более 99%) составляет летучая зола твердого топлива, которая является маркерным ЗВ (Приложение Б). Кроме нее, в дымовых газах перед золоуловителями в незначительных количествах могут содержаться такие продукты недожога топлива, как коксовые частицы несгоревшего топлива, бенз(а)пирен и сажа, большая часть которых вместе с летучей золой удаляются из дымовых газов в золоуловителях.

Батарейные циклоны

В качестве инерционных золоуловителей на ТЭС получили применение циклоны, в которых осаждение твердых частиц происходит за счет центробежных сил при вращательном движении потока.

Газ поступает в циклон тангенциально и движется по окружности в канале, образованном внешней и внутренней цилиндрическими поверхностями циклона. Под действием центробежных сил зола оттесняется к внешней стенке циклона и под действием силы тяжести ссыпается вниз в коническую воронку и далее – в общий бункер. Очищенный газ удаляется через внутренний цилиндр вверх (рисунок 2.15).

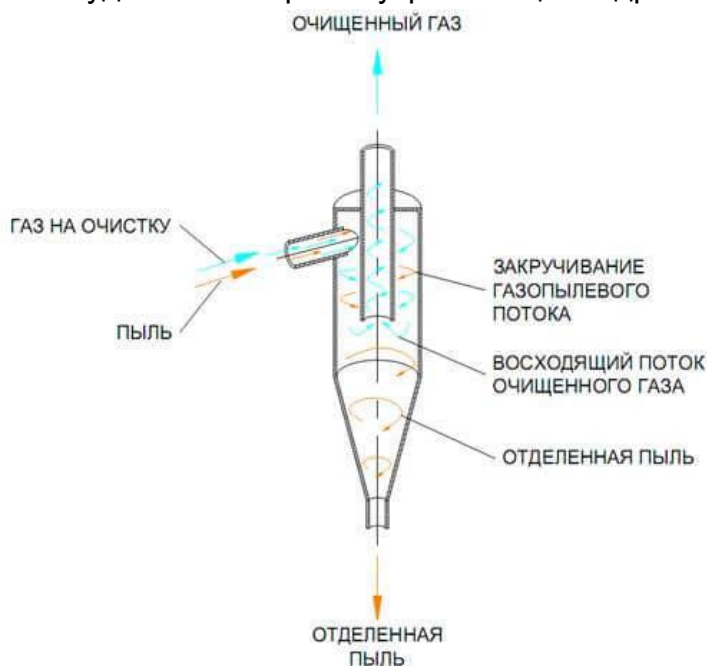


Рисунок 2.15 – Принцип работы центробежного циклона

Циклоны, как правило, используются для удаления достаточно крупных частиц золы из дымовых газов. При этом мелкие частицы практически не улавливаются в таких аппаратах. Поэтому циклоны не рекомендуется использовать для очистки газа, содержащего частицы размером менее 5–10 мкм или обладающих сильным абразивным действием, а также для очистки газов от частиц слипающейся золы.

Эффективность улавливания твердых частиц в циклоне возрастает при увеличении размеров частиц золы, их плотности, скорости газов и уменьшении радиуса циклона.

Для золоочистки больших объемов дымовых газов на ТЭС применяются батарейные циклоны, состоящие из большого количества одиночных циклонных элементов, которые включены параллельно и имеют общий корпус, входной патрубок, газораспределительную камеру, сборную выхлопную камеру, сборный бункер золы, а также выходной патрубок для отвода очищенных газов (рисунок 2.16).

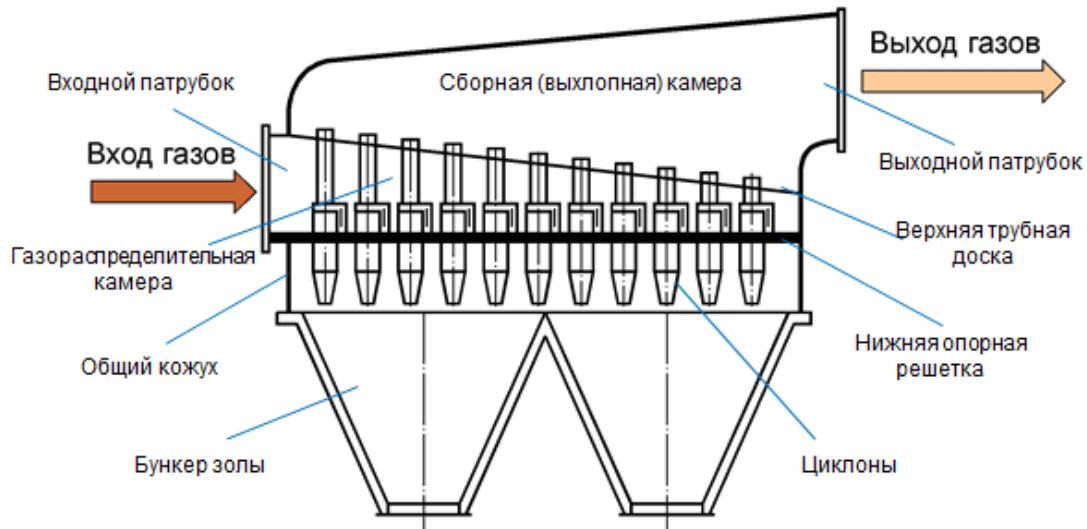


Рисунок 2.16 – Батарейный циклон

Циклонные элементы имеют малый диаметр (внутренний диаметр 40–250 мм или 512 мм) и герметично установлены в трубных досках. Они состоят из полых корпусов цилиндрической формы с размещенными на ней входными патрубками и нижней конической части для отвода золы. Вращательное движение потока газа в циклоне обеспечивается посредством специальных устройств безударного входа – винта, розеток, полуулиток.

Эффективность улавливания твердых частиц в батарейных циклонах не превышает 92-93%, поэтому они применяются на котлах малой и средней паропроизводительности (паропроизводительностью до 500 т/ч) и как предочистка, при высокой запыленности дымовых газов – на входе в электрофильтр. Гидравлическое сопротивление батарейных циклонов составляет около 1200 Па. И чем выше гидравлическое сопротивление в циклоне, тем больше степень очистки [35].

Достоинствами циклонов являются простота конструкции, относительно невысокая стоимость, надежность работы. Основной их недостаток – низкая эффективность золоулавливания тонких частиц. За рубежом механические циклоны используются только в качестве предварительного обеспыливания в сочетании с другими методами: электрофильтрами или рукавными фильтрами.

Мокрый скруббер

Мокрый способ очистки газов от твердых частиц широко применяется на российских угольных ТЭС.

В зависимости от физико-химических свойств золы и очищаемых газов, от назначения и необходимой степени очистки, разработаны различные типы мокрых золоуловителей, отличающихся принципом действия и конструктивным

оформлением. Основная часть мокрых золоуловителей представлена наиболее эффективными аппаратами типа МВ УО ОРГРЭС и МВ-ВТИ (рисунок 2.17), использующими принцип инерционного осаждения взвешенных частиц на каплях распыленной воды при обтекании их запыленным потоком в трубе-коагуляторе Вентури (КВ) в сочетании с каплеуловителем (скруббером) центробежного типа. Установка труб Вентури может осуществляться вертикально (рисунок 2.17, а) или горизонтально (рисунок 2.17, б) – в зависимости от типа аппаратов.

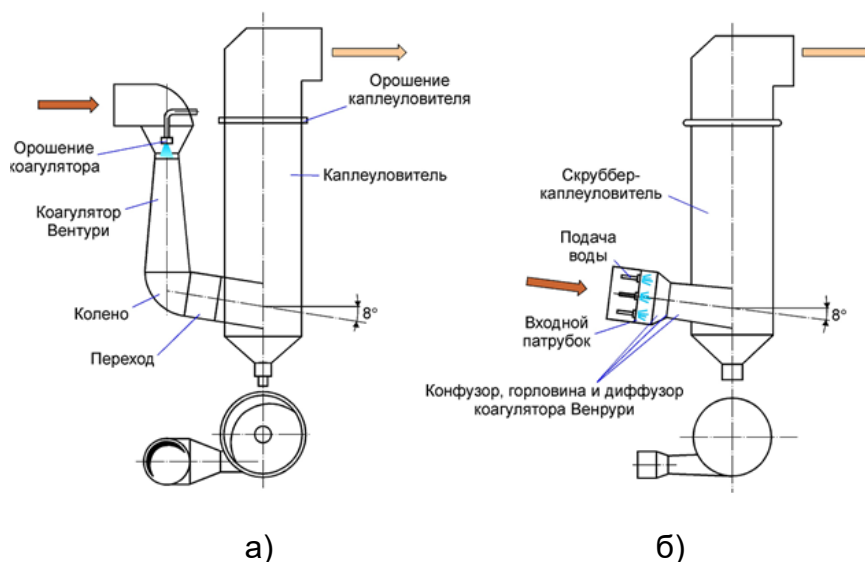


Рисунок 2.17 – Мокрые скрубберы с коагуляторами Вентури:
а) аппарат типа МВ; б) аппарат типа МС

Труба Вентури включает в себя конфузор, горловину и диффузор. Запыленный газовый поток поступает в конфузор, где происходит ускорение газов с преобразованием части потенциальной энергии газов в кинетическую. При этом частицы золы приобретают значительные скорости. В зону конфузора или горловины с помощью устройства орошения 2 подается вода, которая эффективно диспергируется скоростным газовым потоком.

В трубе Вентури осуществляется процесс осаждения частиц золы на каплях распыленной орошающей воды. Высокой интенсивности этого процесса способствуют распыление воды на большое число мелких капель и наличие значительной разности скоростей частиц и капель в газовом потоке. В диффузоре обеспечиваются восстановление части статического напора и одновременно улавливание частиц каплями воды. Насыщенный каплями с уловленной им золой газовый поток поступает в центробежный скруббер-каплеуловитель, в котором, вращаясь, движется к выходному патрубку. Внутренняя поверхность корпуса каплеуловителя непрерывно орошается из сопел, установленных по окружности. Струя воды, вытекающая из сопла, направлена в сторону вращения дымовых газов тангенциально к внутренней футерованной поверхности корпуса каплеуловителя и должна смачивать ее без образования брызг. Равномерное распределение воды по отдельным соплам обеспечивается применением распределительного кольца с подводом к нему воды из магистрали.

Возникающая при вращении дымовых газов центробежная сила отбрасывает капли воды, образовавшиеся в трубе Вентури с уловленной им золой, а также

частицы золы, не попавшие в капли воды в трубе Вентури, к орошаемой поверхности каплеуловителя. Большинство капель и частиц достигает водяной пленки, образующейся на поверхности корпуса каплеуловителя, и улавливается ею. Вода с частицами золы стекает по стенке корпуса вниз и через гидравлический затвор сбрасывается в канал гидрозолоудаления.

В отличие от других типов золоуловителей, как мокрых, так и сухих, использующих принцип инерционного осаждения частиц, и в которых фракционная степень очистки газов тем больше, чем крупнее размер частиц, капли распыленной в коагуляторе Вентури (КВ) воды, наоборот, более эффективно улавливают тонкие фракции в характерном для полидисперсной летучей золы диапазоне размеров частиц. В корпусе же скруббера достаточно эффективно улавливаются не только капли воды, но и крупные частицы золы, в результате чего достигаются примерно одинаковые степени очистки газов для различных фракций летучей золы.

Одновременно с улавливанием твердых частиц в мокрых золоуловителях с КВ протекают процессы теплообмена между дымовыми газами и орошающей водой. При этом дымовые газы охлаждаются, а орошающая вода, как в виде капель, так и в виде пленки на стенках коагулятора Вентури и корпуса скруббера, нагревается и частично испаряется, увеличивая влагосодержание очищенных газов. Температура отработавшей воды (пульпы) в таких золоуловителях практически равна температуре точки росы водяных паров. В зависимости от вида сжигаемого топлива температура пульпы колеблется от 45°C для угля АШ до 68°C для фрезерного торфа.

Мокрые золоуловители с трубами (коагуляторами) Вентури получили широкое распространение на отечественных электростанциях. Они применяются на котлах паропроизводительностью до 670 т/час. При этом, в зависимости от типа, удельные расходы воды на орошение и электроэнергии составляют соответственно 0,08–0,15 л и 1,2–2,0 КДж на 1 м³ дымовых газов.

Основными достоинствами этих аппаратов являются относительно небольшие капитальные и эксплуатационные затраты, возможность при ряде условий обеспечить надежность работы на оборотной воде, отсутствие влияния удельного электрического сопротивления (УЭС) золы на эффективность работы, малые габариты.

К недостаткам скрубберов с коагуляторами Вентури можно отнести относительно невысокую эффективность золоулавливания (по результатам анкетирования в диапазоне 92–98%) и невозможность получения золы в сухом виде. Их использование сопровождается повышенной коррозией газоходов вследствие брызгоуноса, увеличения влажности и значительного снижения температуры уходящих газов. Существенно ограничивает область применения указанных аппаратов на ТЭС возможность образования минеральных отложений на внутренних поверхностях золоуловителей [34, 35]. Поэтому мокрые золоуловители не рекомендуется применять для топлив, содержащих в составе золы более 15% СаО, и при приведенной сернистости топлива выше 0,03% кг/МДж. Жесткость орошающей воды не должна превышать 15 мг-экв./л.

Эмульгаторы

Эмульгаторы являются еще одним типом мокрых золоуловителей, применяемых на ТЭС. В настоящее время применяются два основных типа эмульгаторов: батарейные II поколения и кольцевые (рисунок 2.18). Конструкция современного батарейного эмульгатора II поколения представлена на рисунке 2.18, а.

Запыленные дымовые газы поступают через патрубок ввода газов 2 в нижнюю часть корпуса 1 и входят в параллельно расположенные орошаемые секции (насадки) завихрителя 4, где они интенсивно закручиваются лопастями 12.

Орошающая вода подается в коллектор 5 и далее, через водораспределительные трубы 11, поступает в водораспределительные стаканы 8, с помощью которых разбрызгивается в параллельных секциях завихрителя 4.

При взаимодействии орошающей воды с закрученным газовым потоком происходит образование пенного вращающегося слоя, который накапливается над лопастями 12. За счет вращения слоя увеличивается его турбулизация, при этом повышаются межфазная контактная поверхность и ее обновляемость. В слое пены с высокоразвитой поверхностью контакта улавливаются мелкие частицы золы, оставшиеся после прохождения газового потока через лопасти 12 секций (насадок) завихрителя 4.

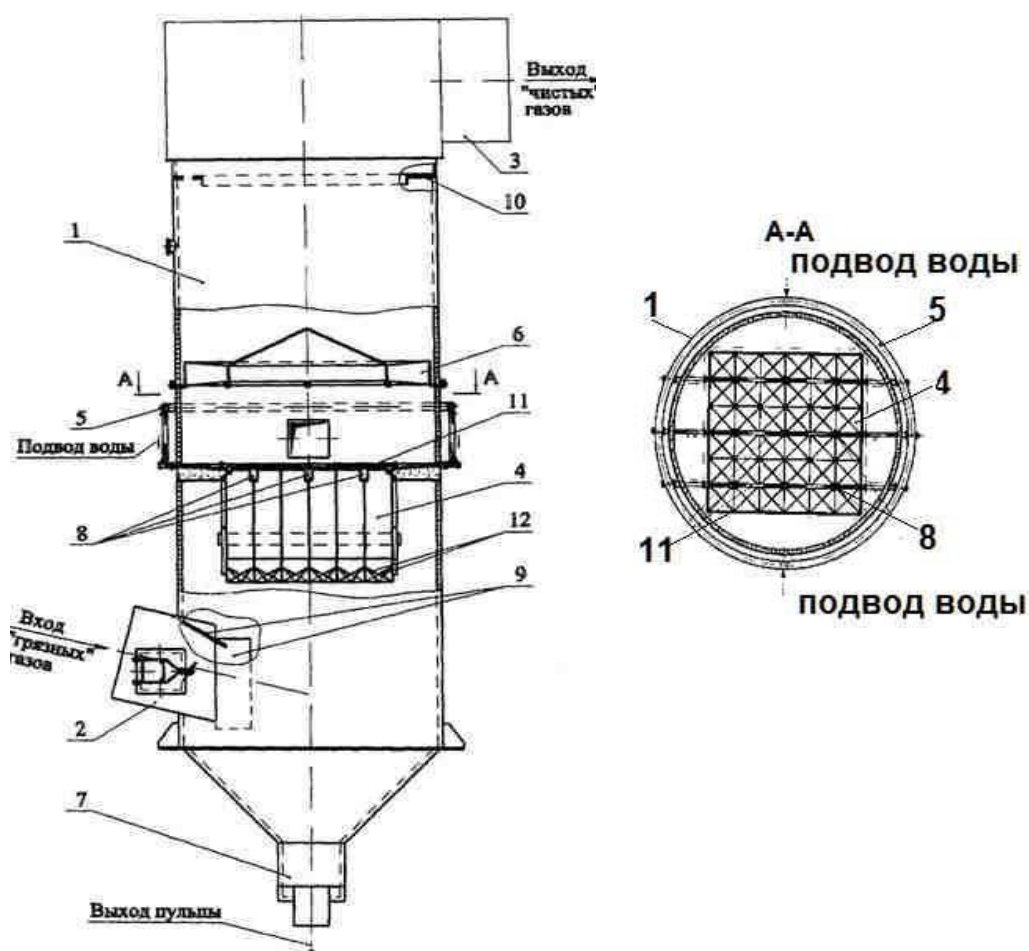


Рисунок 2.18, а – Батарейный эмульгатор:

1 – корпус; 2 – патрубок ввода газов; 3 – патрубок вывода газов; 4 – завихритель; 5 – коллектор узла орошения; 6 – лопастной каплеуловитель; 7 – гидрозатвор; 8 – водораспределительные стаканы; 9 – козырьки патрубка ввода газов; 10 – отбойное кольцо; 11 – водораспределительные трубы; 12 – лопасти

Отработанная жидкость с уловленной золой (пульпа) сливается через лопасти 12 секций завихрителя 4 в сборный бункер в нижней части корпуса и далее удаляется через гидрозатвор 7.

Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в лопастной каплеуловитель 6, где потерявшие вращательную скорость газы дополнительно закручиваются для сепарации из них водяных капель. Оставшиеся на выходе из каплеуловителя несепарированные водяные капли собираются под отбойным кольцом 10 и сливаются через лопасти каплеуловителя для дальнейшего участия в процессе очистки газов.

Батарейные эмульгаторы II поколения внедрены и успешно эксплуатируются на пяти котлах Серовской и Верхнетагильской ГРЭС (эффективность золоочистки $99,5 \div 99,6\%$) и на котлах № 11–15 Усть-Каменогорской ТЭЦ (эффективность золоулавливания превышает $99,0\%$).

Конструкция кольцевого эмульгатора приведена на рисунке 2.18, б.

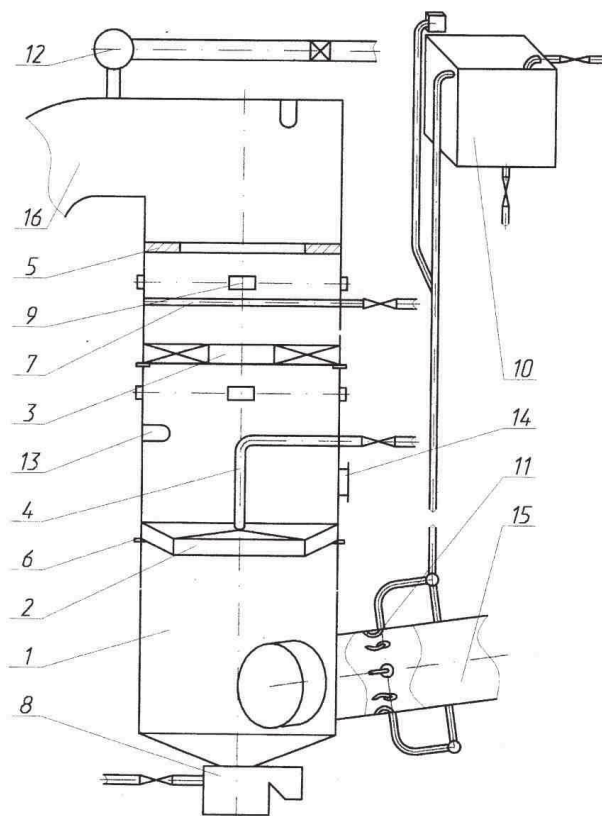


Рисунок 2.18, б – Кольцевой эмульгатор

1 – корпус; 2 – завихритель; 3 – раскручиватель; 4 – труба орошения; 5 – козырек; 6 – кронштейны; 7 – перфорированная труба (для смыва золы с раскручивателя); 8 – гидрозатвор; 9 – смотровые лючки; 10 – напорный бак; 11 – смывное устройство (для очистки входного газохода); 12 – труба для подвода горячего воздуха; 13 – светильники для освещения объема корпуса; 14 – ремонтный люк; 15 – входной газоход; 16 – выходной газоход

Запыленные газы через тангенциальный вход поступают в нижнюю часть корпуса 1 под завихритель 2 и через него входят в закрученном виде в верхнюю часть корпуса. По трубе орошения 4 на тарелку завихрителя 2 подается орошающая вода, образуя вращающуюся ванну жидкости. При определенной скорости газа жидкость в виде пленки и струй начинает срываться с тарелки и смешиваться с дымовыми газами, образуя газожидкостную эмульсию, которая со временем накапливается в пристенной зоне корпуса непосредственно над завихрителем 2. При выходе на

стационарный режим возникает противоток газ-жидкость, и пульпа с уловленной золой сливается под действием силы тяжести на коническое днище корпуса, откуда через гидрозатвор 8 удаляется в канал ГЗУ. Дымовые газы после промывки в эмульсионном слое, продолжая вращательное движение в объеме над завихрителем, проходят через раскручиватель 3, где дополнительно подкручиваются. За счет этого вращения капли пульпы, образуемые при всхлопывании пузырей на верхней границе эмульсионного слоя и вылетающие из него под действием центробежных сил, сепарируются на стенку скруббера до козырька 5. За счет высокого уровня тепло- и массообмена между жидкостью и газом во вращающемся пенном слое (режим инверсии фаз) с высокой эффективностью улавливаются твердые частицы (зола, пыль). Очищенные от твердых частиц и капель газы удаляются из эмульгатора в выходной газопровод 16.

Определяющими для данного устройства факторами эффективности очистки газов являются высота и равномерность распределения слоя эмульсии над завихрителем. Повышенное давление во вращающемся пенном (эмульсионном) слое за счет действия центробежных сил обуславливает устойчивое существование только мелких пузырей пены, что многократно увеличивает поверхность контакта фаз и интенсифицирует процессы тепло- массообмена, чему также способствует противоточное движение газа и жидкости. Примерный расход орошающей жидкости составляет 0,2 л/м³ газа.

Очищенные газы имеют температуру 40–50°C и относительную влажность, близкую к 100%, поэтому для исключения образования конденсата на стенках газопровода, в дымососе и дымовой трубе и предотвращения коррозии в газопровод между эмульгатором и дымососом подается горячий воздух со второй ступени воздухоподогревателя, который повышает температуру очищенных газов [33–36].

Примером успешного применения кольцевых эмульгаторов для очистки дымовых газов ТЭС является проведенная в 2005–2009 годах замена мокрых скрубберов Южноуральской ГРЭС на кольцевые эмульгаторы. В результате эффективность золоулавливания поднялась до 99,5–99,7%.

Достоинствами эмульгаторов являются:

- высокая эффективность очистки дымовых газов (по результатам анкетирования в диапазоне 98,3–99,5%);
- малые габариты;
- относительно невысокая стоимость (эмульгатор примерно в 2 раза дешевле, чем ЭФ для одинаковых условий работы и эффективности очистки);
- высокая эффективность улавливания тонких частиц.

К недостаткам эмульгаторов относятся:

- невозможность получения сухой золы;
- чувствительность к изменению режимов работы котла;
- брызгоунос, приводящий к появлению коррозии и отложений в газопроводах и дымовой трубе;
- необходимость подогрева выходящих из эмульгатора дымовых газов;
- невозможность использования эмульгаторов при содержании СаО в золе более 10%.

Электрофильтры

Наиболее эффективными отечественными золоуловителями на ТЭС являются

электрофилтры. Современные ЭФ по большей части используются крупными котельными установками (от 300 МВт) и могут эксплуатироваться в широком диапазоне давлений (под давлением или под разрежением) и пылевой нагрузки (свыше 70 г/м³). Степень очистки газов от твердых частиц в ЭФ достигает 99–99,9% при гидравлическом сопротивлении не более 200 Па.

Конструктивно электрофилтр (рисунок 2.19) состоит из корпуса 1, газораспределительных решеток 6, бункера 2 для сбора уловленной золы, ряда плоских осадительных электродов 3, формирующих проходы для движения дымовых газов. По центру каждого прохода расположены коронирующие электроды 4, питаемые постоянным током высокого напряжения. Они подвешиваются на опорно-проходных изоляторах 5 и размещаются на равных расстояниях друг от друга (160–200 мм по ходу газов) по осевой линии между осадительными электродами. Осадительные электроды выполняются из пластин спецпрофиля, закрепляются на балках подвеса и заземляются. Ширина межэлектродного промежутка (расстояние между соседними осадительными электродами) НО – 250–500 мм.

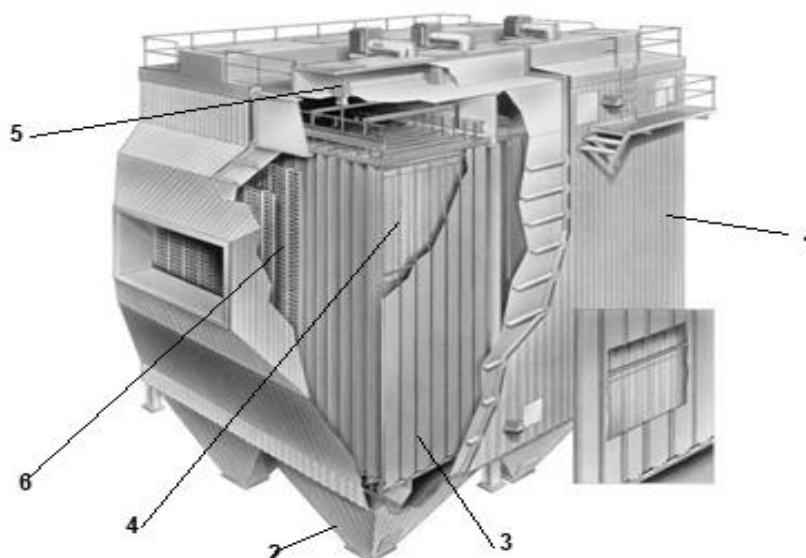


Рисунок 2.19 – Конструкция электрофилтра

Процесс улавливания пылевых частиц в любых электрофилтрах состоит из трех последовательных стадий: зарядки взвешенных твердых частиц, осаждения заряженных частиц на электродах и удаления осажденного материала в бункер.

Принцип работы ЭФ заключается в следующем. Запыленный газ движется в каналах, образованных осадительными электродами, между которыми на определенных расстояниях располагаются коронирующие электроды (рисунок 2.20). Обычно ширина межэлектродного промежутка (расстояние между соседними осадительными электродами) составляет 250–500 мм.

К коронирующим электродам подводится высокое напряжение отрицательной полярности, а осадительные электроды заземляются. В зависимости от межэлектродного расстояния и физико-химических свойств золы и дымового газа величина напряжения составляет 30–100 кВ. При напряженности электрического поля выше определенного значения E_k (так называемого критического значения)

происходит ионизация дымовых газов вблизи коронирующих электродов, сопровождающаяся зажиганием коронного разряда. Коронный разряд не распространяется на весь промежуток, а затухает по мере уменьшения напряженности электрического поля в направлении осадительного электрода.

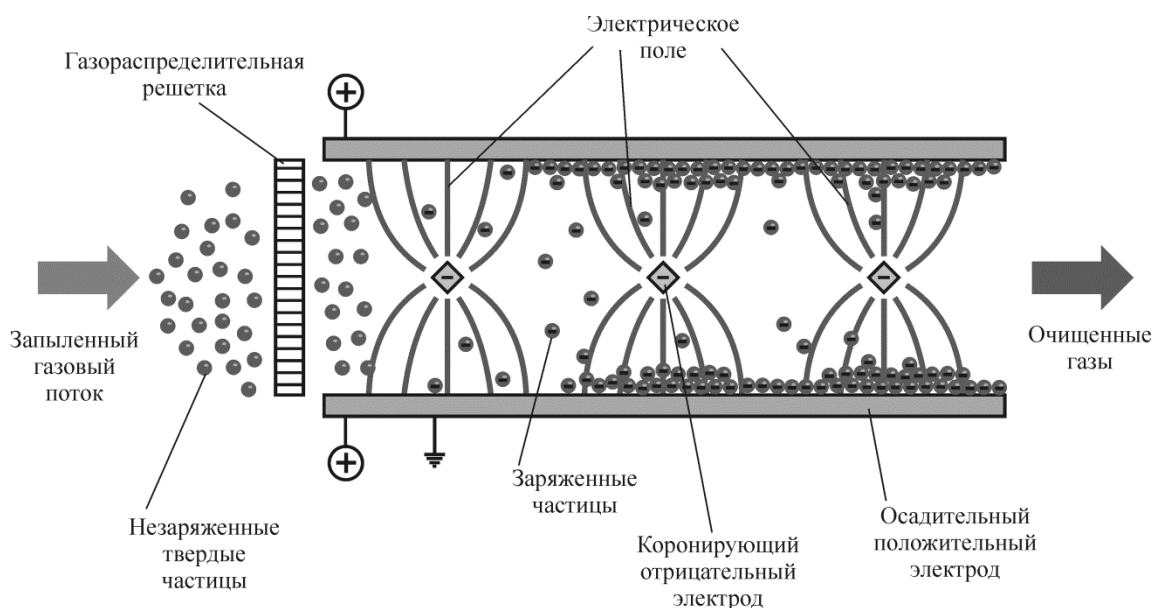


Рисунок 2.20 – Принцип работы электрофильтра

Газовые ионы различной полярности и электроны, образующиеся в зоне коронного разряда, под действием сил электрического поля движутся к разноименным электродам, вследствие чего в межэлектродном пространстве возникает электрический ток, называемый током короны. Твердые частицы, на которых адсорбируются ионы, приобретают электрический заряд и движутся по направлению к электродам под действием сил электрического поля. При этом основная масса частиц заряжается отрицательно, так как положительные ионы, образующиеся вблизи коронирующих электродов, под действием сил электрического поля уходят на эти электроды, не успевая адсорбироваться на поверхности частиц зола. Таким образом, основное количество частиц зола осаждается на осадительных электродах, а незначительная часть – на коронирующих.

Через определенные промежутки времени с помощью ударного или импульсного механизма происходит встряхивание электродов. Под действием силы тяжести частицы зола падают в бункер, находящийся под осадительными электродами, из которого зола транспортируется на склад или золоотвал.

При увеличении напряженности электрического поля выше $E_{кр}$ ток короны увеличивается и эффективность золоулавливания возрастает. Однако, при определенном значении $E_{пр}$ (пробойная напряженность) происходит дуговой либо искровой пробой межэлектродного промежутка. Таким образом, при очистке дымовых газов в ЭФ необходимо выполнение условия:

$$E_{кр} < E < E_{пр}.$$

Применяемые в настоящее время на ТЭС электрофильтры имеют

горизонтальную конструкцию, преимущество которой состоит в том, что достижение высокой эффективности обеспечивается несколькими отдельными электрическими полями, которые можно легко расположить последовательно. Число полей зависит от требуемой общей эффективности и обычно составляет 3–5. Кроме разбиения ЭФ на электрополя по длине, каждое электрополе часто делят на секции по ширине [34, 35].

ЭФ по конструкции делятся на несколько групп:

- по направлению потока: горизонтальные и вертикальные;
- по числу последовательно расположенных полей: на однополевые ($n = 1$) и многополевые ($n = 2 - 5$);
- по числу параллельно включенных аппаратов: на односекционные и многосекционные (в основном 2; 4).

Вид двухсекционного трехпольного электрофильтра представлен на рисунке 2.21.

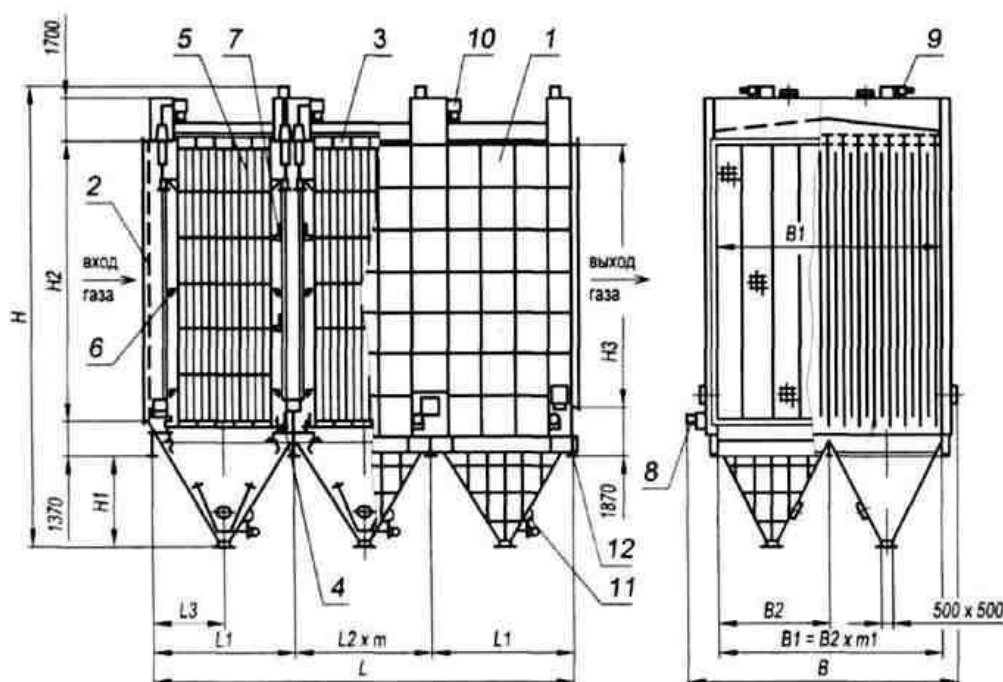


Рисунок 2.21 – Двухсекционный трехпольный электрофильтр:

1 – корпус; 2 – газораспределительная решетка; 3 – осадительный электрод; 4 – механизм встряхивания осадительных электродов; 5 – коронирующий электрод; 6 – рама подвеса коронирующих электродов; 7 – механизм встряхивания коронирующих электродов; 8 – привод встряхивания осадительных электродов; 9 – привод встряхивания коронирующих электродов; 10 – токоподвод; 11 – вибратор; 12 – опора

Электрофильтры имеют следующие достоинства:

- возможность получения уловленной золы в сухом виде;
- низкое гидравлическое сопротивление (не более 0,4 кПа);
- надежность работы и простота обслуживания;
- возможность обработки больших объемов дымовых газов (до 1 000 000 м³/ч);
- низкие эксплуатационные затраты.

Недостатками электрофильтров являются:

- невысокая степень улавливания тонких частиц;

- зависимость эффективности золоулавливания от УЭС золы;
- возможность снижения эффективности работы при изменении состава угля.

В таблице 2.1 приведены технические характеристики некоторых отечественных электрофильтров.

Таблица 2.1 – Эффективность очистки дымовых газов ТЭС электрофильтрами

Наименование объекта	Тип ЭФ, H_0 , мм	Объём дымовых газов, $\text{м}^3/\text{ч}$	КПД (%) / выходная запылённость ($\text{мг}/\text{м}^3$)
Омская ТЭЦ-5	ЭГБМ, 350	612 000	99,83 / 119
Краснокаменская ТЭЦ	ЭГБ1М, 400	256 000	99,70/37
Красноярская ТЭЦ-4	ЭГВ, 460	340 000	99,70/41
Котельная «КрасМаш»	ЭГАВ, 400	520 000	99,52/13
ТЭЦ «Вунг Анг», Вьетнам	ЭГАВ, 400	2 120 000	99,87/87
Ново-Иркутская ТЭЦ	ЭГВМ2-58-12-6-4	808 000	99,72/50

Рукавные фильтры для очистки дымовых газов

Принцип работы рукавных фильтров заключается в фильтрации запыленных газов через пористую перегородку из фильтровальной ткани, изготовленной из тонких нитей диаметром 100–300 мкм.

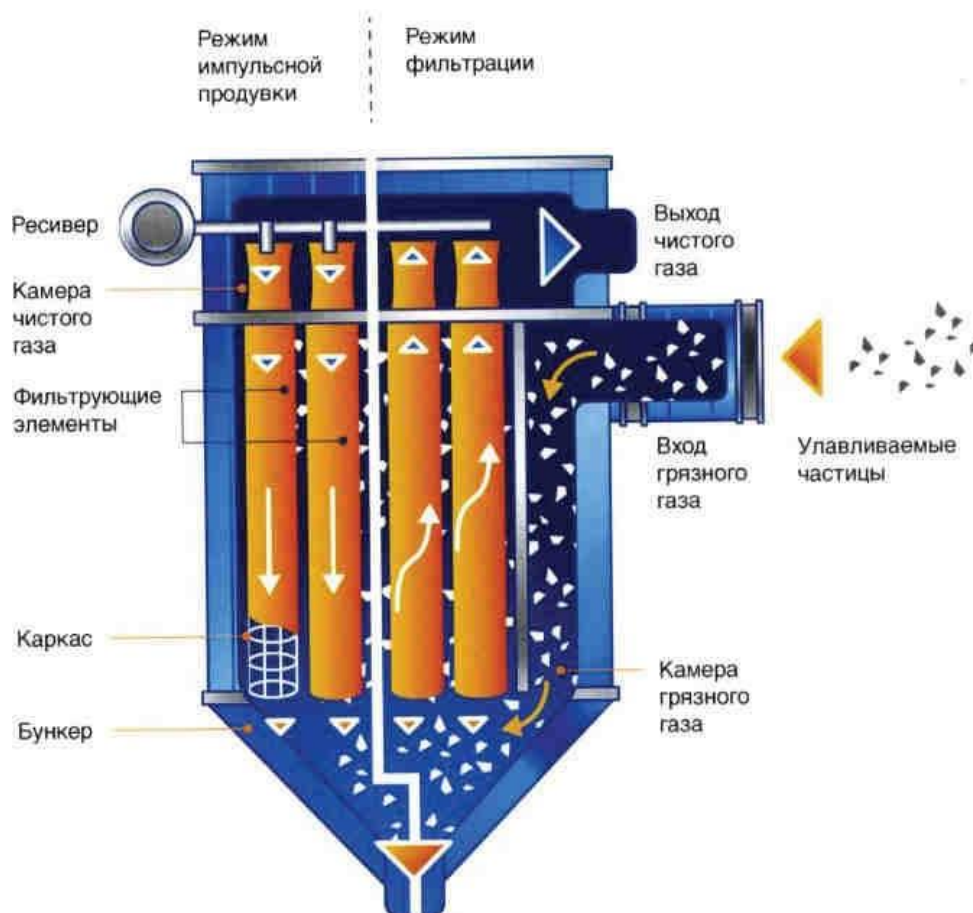


Рисунок 2.22 – Рукавный фильтр с импульсной регенерацией

При фильтрации через пористый материал твердые частицы с диаметром, превышающим диаметр сквозных пор этого материала, задерживаются на его поверхности, образуя слой уловленных частиц. В дальнейшем фильтрация газов происходит и через этот слой, который может задерживать более мелкие частицы. Уловленные частицы периодически удаляются с поверхности фильтрующего материала продувкой очищенных дымовых газов через этот материал в обратном направлении или путем механического воздействия на слой ударной волны воздуха от специального импульсного источника. Соответственно, по способу удаления пылевого слоя рукавные фильтры разделяют на фильтры с обратной продувкой (ФРО) и фильтры с импульсной регенерацией (ФРИР). В ФРО, по сравнению с ФРИР, меньше затраты на оборудование системы продувки и на рукава. Однако габариты фильтров ФРО при очистке одинаковых объемов загрязненных газов значительно превосходят габариты ФРИР. Поэтому в энергетике, где требуется очистка больших объемов дымовых газов, как правило, применяются ФРИР (рисунок 2.22) [33–36].

Устройство и принцип действия одной камеры (секции) рукавного фильтра показаны на рисунке 2.23. Фильтр выполняется в многокамерном исполнении. Число рукавов в одной камере может составлять от нескольких десятков до 100 и более.

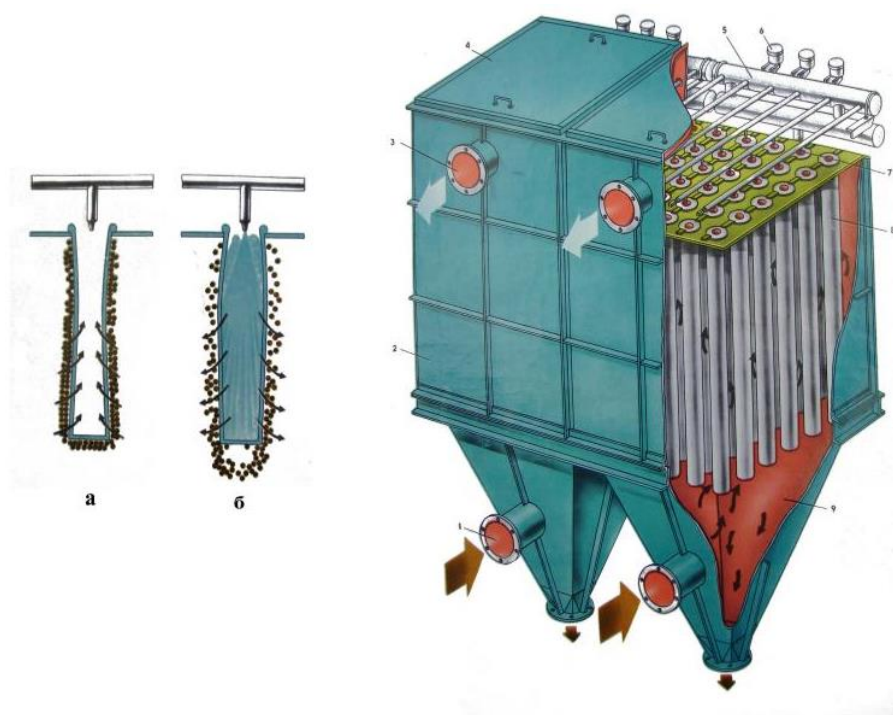


Рисунок 2.23 – Схема работы рукавного фильтра:
а) очистка газов; б) регенерация фильтра сжатым воздухом

Преимуществами рукавных фильтров по сравнению с другими золоуловителями являются высокая степень очистки дымовых газов (концентрация золы на выходе современных образцов не превышает $10\text{--}20\text{ мг/м}^3$) и независимость эффективности очистки от удельного электрического сопротивления улавливаемой золы.

К их недостаткам относятся высокие эксплуатационные затраты и повышенное гидравлическое сопротивление (до 2000 Па). Несмотря на это, рукавные фильтры являются основным типом золоуловителей, применяемых в зарубежных развитых странах на ТЭС, поскольку обеспечивают концентрацию твердых частиц на выходе из аппарата до 10 мг/м³.

В России рукавные фильтры установлены на двух ТЭС, сжигающих экибастузский уголь: на Рефтинской ГРЭС и Омской ТЭЦ-5. На Рефтинской ГРЭС для очистки дымовых газов энергоблоков № 4 и № 5 мощностью 300 МВт применяются два рукавных фильтра фирмы «Альстом», а на блоке № 7 мощностью 500 МВт используется один рукавный фильтр фирмы «Клайд Бергеманн». Рукавный фильтр фирмы «Люхр Фильтр» установлен на котле мощностью 150 МВт Омской ТЭЦ-5 [35].

Опыт применения рукавных фильтров для улавливания высокоомной золы высокозольных экибастузских углей представляет особый интерес для российских ТЭС, что является основанием для включения данных золоуловителей в информационно-технический справочник как НДТ.

Согласно оценкам, капитальные затраты на внедрение рукавных фильтров несколько ниже, чем на внедрение электрофильтров. В то же время эксплуатационные затраты больше, чем у электрофильтров, в связи с необходимостью периодической замены фильтровальных катриджей (рукавов) и их более высоким сопротивлением.

Двухступенчатые золоуловители

Наибольшей проблемой для энергоблоков угольных ТЭС является очистка продуктов сгорания высокозольных углей и углей с неблагоприятными электрофизическими свойствами золы (таких, как Экибастузский, Кузнецкий, Нерюнгринский) от летучей золы до уровня технологических показателей. На некоторых российских (Новочеркасская ГРЭС, Омские ТЭЦ-4 и 5) и зарубежных ТЭС для снижения выбросов золы твердого топлива применяются двухступенчатые золоуловители.

В качестве первой ступени обычно применяются батарейные циклоны, а второй – электрофильтры. Это дает возможность предварительно удалить самые крупные золовые частицы и продлить срок эксплуатации электрофильтра.

Комбинация мокрого скруббера с трубой Вентури в качестве первой ступени и электрофильтра в качестве второй позволяет не только удалить самые крупные фракции золы, но и организовать влажностное кондиционирование потока дымовых газов перед электрофильтром. Это уменьшает электрическое сопротивление слоя золы, осаждающейся на электродах электрофильтра, и увеличивает эффективность улавливания высокоомной золы за счет снижения эффективности или предотвращения образования обратной короны. Однако, опыт использования мокрого скруббера с коагулятором Вентури перед электрофильтром, как правило, приводил к коррозии электродов.

Более эффективной является технология двухступенчатой сухой комбинированной золоочистки газов методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией. В первой ступени используется электрический фильтр, который одновременно служит для зарядки частиц золы и предочистки. Вторая ступень -- рукавный фильтр, для окончательной очистки дымовых газов (рисунок

2.24). Это позволяет интенсифицировать процессы очистки в обеих ступенях и сократить габариты оборудования.

Достоинством данных комбинированных золоуловителей является экономия средств на реконструкцию ранее установленных электрофильтров с внедрением рукавных фильтров для достижения более жестких экологических нормативов (30–50 мг/м³) путем сохранения существующей структуры (части полей, конструктивных элементов).

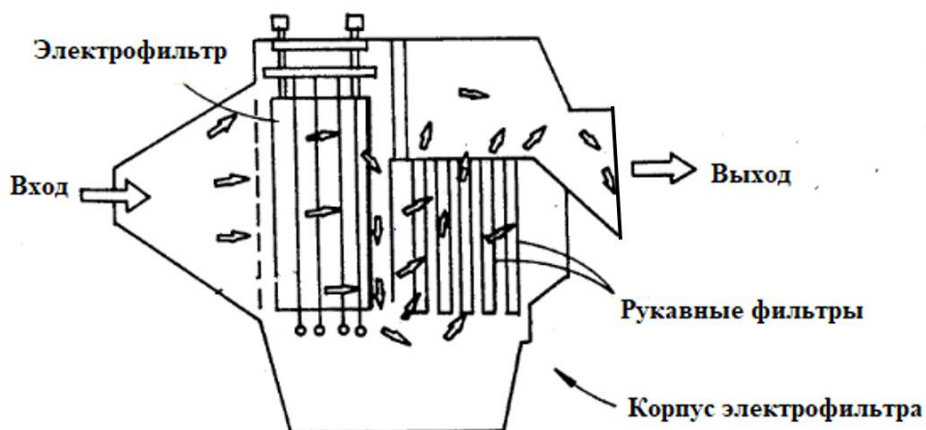


Рисунок 2.24 – Принцип действия комбинированного двухступенчатого золоуловителя (ЭФ+рукавные фильтры)

По сравнению с электрофильтрами, аппараты с комбинированной очисткой позволяют значительно снизить выбросы тонких частиц, исключают проскок частиц и их вторичный унос, эффективно улавливают золы с высоким удельным электрическим сопротивлением (УЭС) и имеют меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером 0,01–50 мкм составит 99,99%.

Кроме того, в таких комбинированных золоуловителях увеличивается срок службы рукавов по сравнению с обычным рукавным фильтром и появляется возможность отбора сухой золы по фракциям для ее дальнейшей коммерческой утилизации.

Технология двухступенчатой очистки дымовых газов от золы твердого топлива может быть особенно востребована при реконструкции действующих российских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофильтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофильтры из большого количества электрических полей.

2.1.3.2 Технологии, применяемые для снижения выбросов оксидов азота

Умеренный контролируемый недожог топлива

Сжигание топлива с малым избытком воздуха позволяет снизить как термические, так и топливные оксиды азота, поэтому это мероприятие может быть применено при сжигании любого вида органического топлива.

Суть данного малозатратного способа сжигания состоит в снижении содержания кислорода в зоне активного горения за счет уменьшения количества организованно подаваемого в топку котла воздуха до появления умеренного недожога. Умеренным считается такой химический недожог, при котором фактическое содержание CO в продуктах сгорания не превышает 200 мг/м^3 , которое необходимо контролировать с помощью инструментальных средств непрерывных измерений. Уменьшение α ниже определенного критического уровня $\alpha_{\text{кр}}$ приводит к резкому увеличению химического недожога топлива и возрастанию выбросов монооксида углерода CO и бенз(а)пирена (рисунок 2.25).

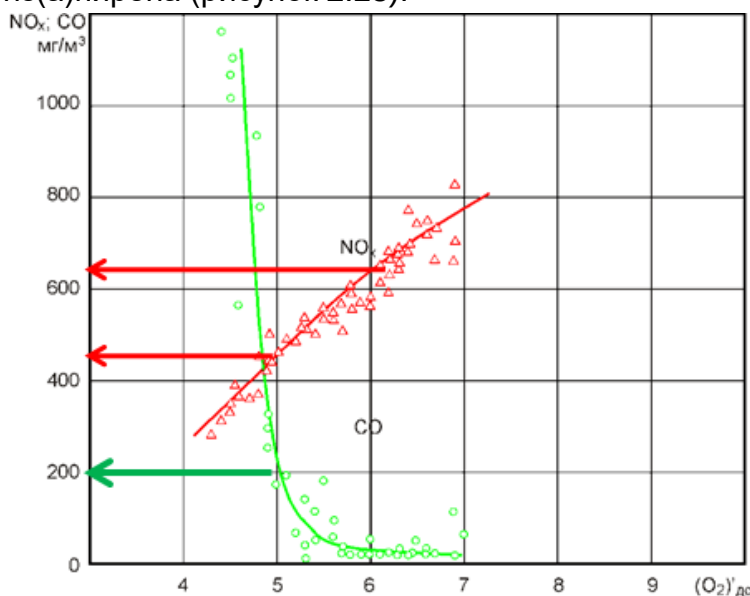


Рисунок 2.25 – Снижение выхода оксидов азота в результате реализации умеренного контролируемого недожога

Поэтому перед внедрением данного мероприятия обычно производят уплотнение топки, поверку приборов и устранение перекосов в топливовоздушных трактах. Для большинства отечественных пылеугольных котлов предельный коэффициент избытка воздуха в горелках равен 1,15. При этом достигается снижение выхода оксидов азота на 15–30%, а также некоторое увеличение КПД котла до 0,5% за счет снижения потерь с уходящими газами [33, 37].

Нестехиометрическое сжигание

При нестехиометрическом сжигании в топочной камере организуются две отдельные зоны горения – восстановительная (с избытком воздуха $\alpha < 1$) и окислительная (с избытком воздуха α более, чем на выходе из топки) при сохранении традиционных избытков воздуха на выходе из топки. В этом случае в восстановительной зоне происходит подавление образования термических и топливных оксидов азота из-за недостатка кислорода, а в окислительной зоне образование термических NO_x сдерживается в результате снижения температуры горения за счет больших избыточных объемов воздуха.

Нестехиометрическое сжигание топлива в топках котлов реализуется путем разбаланса топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Для этого осуществляется перераспределение подачи воздуха или

топлива по горелочным устройствам (рисунок 2.26). На практике существует большое разнообразие возможных схем организации нестехиометрического сжигания, выбор которых зависит от габаритов топki, типа и числа горелочных устройств [29].

Внедрение способа нестехиометрического сжигания твердого топлива позволяет снизить выбросы оксидов азота на 20–35%. При соответствующей наладке его установка на действующих котлах не приводит к ухудшению технико-экономических показателей.

Преимуществами данного способа сжигания являются простота реализации на действующих котлах, независимо от конструкций топочной камеры и горелочных устройств без проведения их реконструкции и замены тягодутьевых машин, а также отсутствие дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат.

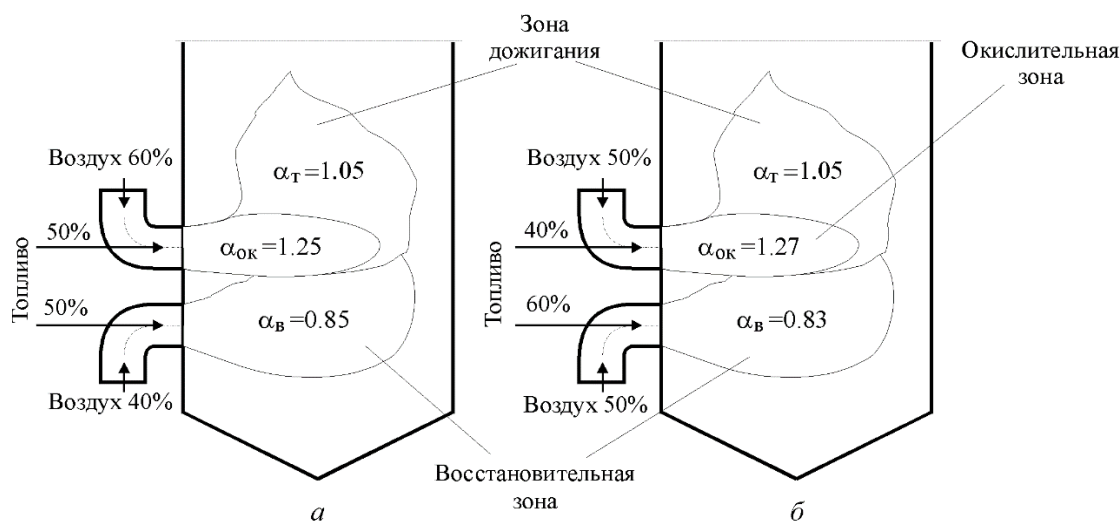


Рисунок 2.26 – Примеры организации топливовоздушного разбаланса при нестехиометрическом сжигании

а) за счет разбаланса воздуха; б) за счет разбаланса топлива

Двухступенчатое сжигание

Одним из наиболее эффективных и универсальных технологических мероприятий, подавляющих эмиссию оксидов азота при сжигании всех видов топлива, является двухступенчатое сжигание. При двухступенчатом сжигании через основные горелки в топочную камеру подается топливо с недостатком воздуха ($\alpha < 1$), а оставшаяся (необходимая для полного сгорания топлива) часть воздуха подается далее по факелу через специальные сопла, шлицы или отключенные по топливу горелки верхних ярусов.

Уменьшение избытка воздуха на начальном участке факела обеспечивает снижение выхода термических и топливных оксидов азота за счет недостатка свободного кислорода. Во второй ступени подавление образования NO_x происходит вследствие низкого уровня максимальных температур в факеле на стадии дожигания.

Существует довольно много схем реализации двухступенчатого сжигания. Простейшей из них является организация воздушного дутья над основными горелками (рисунок 2.27). Реализация ступенчатого сжигания с установкой дополнительных сопел вторичного дутья, как правило, не требует значительных средств. Капитальные затраты сводятся к затратам на ограниченную реконструкцию

экранных панелей, установку сопел и подвод дополнительных коробов горячего воздуха с регулирующими шиберами. Для этих же целей можно использовать и сопла сбросного воздуха.

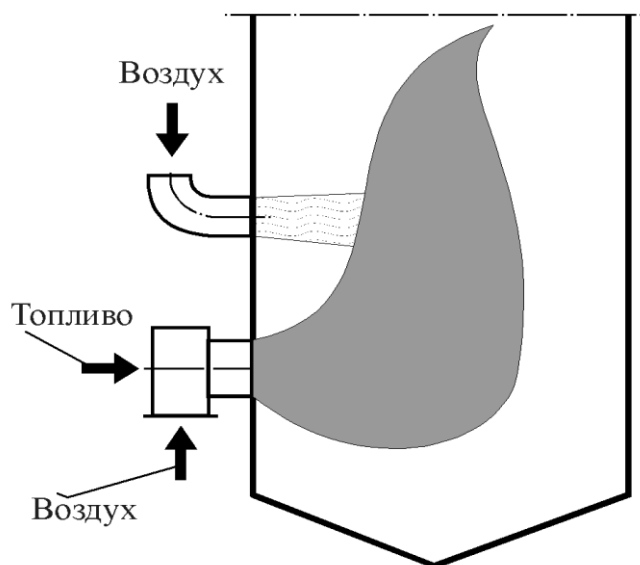


Рисунок 2.27 – Организация двухступенчатого сжигания с подачей воздуха над основными горелками

При многоярусной компоновке горелок ($Z_{\text{яр}} \geq 2$) для воздушного дутья могут использоваться все или несколько горелочных устройств верхнего яруса, которые полностью отключаются по топливу. Такой способ характеризуется простотой и отсутствием капитальных затрат на его реализацию. Однако, его можно реализовать лишь при достаточном запасе по производительности горелочных устройств.

Реализация двухступенчатого сжигания на действующих котлах в большинстве случаев сопровождается затягиванием процесса горения топлива и повышением температуры продуктов сгорания на выходе из топочной камеры на 20–60°C.

К настоящему времени накоплен большой опыт промышленного использования двухступенчатого сжигания на различных котлах. В зависимости от вида сжигаемого топлива, способа и условий реализации, снижение выбросов NO_x для данного внутритопочного мероприятия может достигать от 15–25% до 40–50% на пылеугольных и до 60–75% – на газомазутных котлах [29, 33].

Двухступенчатое сжигание не рекомендуется внедрять на котлах СКД, сжигающих сернистые топлива, в связи с интенсификацией высокотемпературной сульфидной коррозии экранов НРЧ в зоне с недостатком воздуха ($\alpha < 1$).

Трехступенчатое сжигание

Для котлов сверхкритического давления (СКД), где двухступенчатое сжигание, как правило, неприемлемо из-за возможности появления высокотемпературной сульфидной коррозии экранных панелей НРЧ, возможно использование трехступенчатого сжигания (за рубежом известно под названием Reburning Technology). Оно может внедряться и на котлах ДКД.

При трехступенчатом сжигании основное количество топлива (75–90%) сжигается в нижней части топки (первая ступень) с пониженными избытками воздуха,

близкими к стехиометрическому значению $\alpha_l \geq 1,0$ ($\alpha_l = 1,0 - 1,03$ – для газа и мазута и $\alpha_l = 1,0 - 1,1$ – для твердых топлив) (рисунок 2.28). Это подавляет образование топливных и термических оксидов азота в данной зоне.

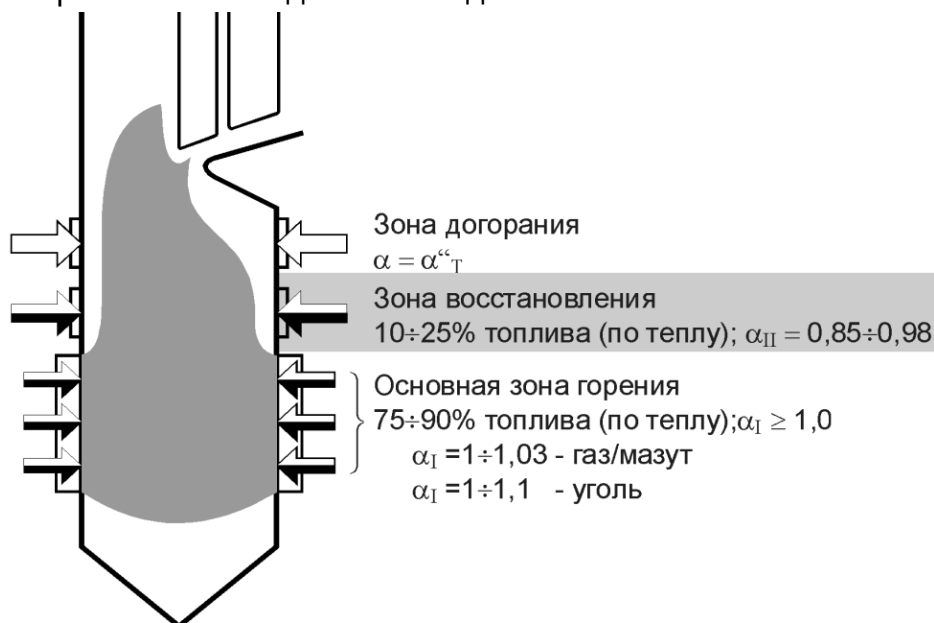


Рисунок 2.28 – Схема реализации трехступенчатого сжигания

Практическая реализация метода трехступенчатого сжигания возможна лишь при наличии нескольких ярусов горелок в топках котлов как с твердым, так и с жидким шлакооудалением. Для усиления эффективности снижения выбросов оксидов азота и уменьшения недожога топлива на пылеугольных котлах при реализации трехступенчатого сжигания во вторую (восстановительную) ступень вместо твердого топлива подается природный газ в количестве 10–25% по теплу.

Организация трехступенчатого сжигания твердого топлива обеспечивает снижение выбросов оксидов азота на 40–60%.

Затраты на реализацию классической схемы являются довольно значительными. Поэтому, кроме классической, в ряде случаев используются упрощенные схемы трехступенчатого сжигания, появление которых было вызвано стремлением к уменьшению объема реконструкции. Такие схемы внедрены на котле ПК-24 Иркутской ТЭЦ-10 при сжигании азейского бурого угля, на котле ТП-230 Ступинской ТЭЦ-17 Мосэнерго, сжигающем подмосковный бурый уголь с ТШУ [29, 34].

При внедрении упрощенной схемы достигается снижение выбросов NO_x примерно в 1,5 раза. Затраты на реализацию незначительно превосходят обычные затраты на проведение капитального ремонта котла.

Рециркуляция продуктов сгорания в зону горения

Рециркуляция дымовых газов – это возврат части продуктов сгорания, отбираемых за водяным экономайзером, обратно в топочную камеру. Это обеспечивает снижение температуры факела и выравнивание температурных полей.

В результате происходит подавление образования термических оксидов азота. Выход же топливных NO_x снижается незначительно, только благодаря снижению действующих концентраций.

Максимальный эффект достигается при вводе продуктов сгорания вместе с воздухом или по отдельным каналам горелок. При сжигании твердых топлив ввод газов рециркуляции в количестве 10–15% снижает выход оксидов азота на 10–20% в топках с ТШУ и до 30% в топках с ЖШУ. Дальнейшее повышение степени рециркуляции приводит к незначительному дополнительному снижению выхода NO_x при одновременном ухудшении экономичности установки и возрастанию потерь с химическим недожогом.

Малозмиссионные горелки

Применение современных малозмиссионных горелок позволяет существенно снизить выход оксидов азота при одновременном повышении эффективности использования органического топлива. Применение современных конструкций горелочных устройств дает возможность осуществить комплекс технических решений, обеспечивающих подавление образования, а в отдельных случаях – и восстановление уже образовавшихся оксидов азота.

Уменьшение образования оксидов азота достигается снижением максимальных температур в ядре горения и организацией ступенчатого сжигания топлива. Это обеспечивается сжиганием топлива при минимально возможной доле первичного воздуха, торможением подмешивания богатого кислородом вторичного воздуха, интенсификацией тепло- и массообмена между факелом и топочными газами.

В настоящее время разработано большое число разнообразных конструкций вихревых и прямоточных горелок, обеспечивающих значительное снижение выбросов NO_x . При этом снижение выбросов оксидов азота составляет 30–50% [33–35].

Установки азотоочистки по технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота аммиаком (СНКВ)

Технология селективного некаталитического восстановления оксидов азота (СНКВ) нашла широкое применение в мировой практике как эффективный путь ограничения выбросов оксидов азота NO_x и потому была включена в европейский справочник (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants) в качестве одной из НДТ. Технология СНКВ относится ко вторичным мероприятиям, реализующим удаление загрязняющих веществ из продуктов сгорания после завершения процесса сгорания топлива.

Первые установки по очистке дымовых газов от оксидов азота по технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота аммиаком (СНКВ) были введены в эксплуатацию в 1984 году на двух энергетических котлах ТП-87, ст. № 7, № 8 Тольяттинской ТЭЦ [38].

На основе опыта, полученного на котлах ТП-87, в 2011 году была разработана и внедрена полномасштабная установка СНКВ на энергоблоке № 3 мощностью 330 МВт Каширской ГРЭС. В качестве восстановителя в этой установке вместо аммиачной воды был использован карбамид. Применение карбамида (не является токсичным соединением), по сравнению с аммиаком, существенно снижает стоимость сооружения установки СНКВ и позволило решить ряд серьезных проблем, связанных с размещением на территории объекта аммиачного хозяйства, повысить надежность и безопасность эксплуатации установки СНКВ. Эксперименты, проведенные в процессе

пусконаладочных работ, показали перспективность применения технологии на пылеугольных котлах большой мощности. Эффективность улавливания оксидов азота в данной установке при номинальной нагрузке котла составила 51% [39].

По своему назначению оборудование СНКВ-установки разделено на три основных технологических узла:

- узел хранения реагента;
- узел приготовления восстановительной смеси;
- узел раздачи восстановительной смеси по сечению котла (при проектировании установки могут быть разработаны, в зависимости от условий, различные варианты ввода смеси в дымовые газы).

Концептуально технологическая схема установки СНКВ приведена на рисунке 2.29.

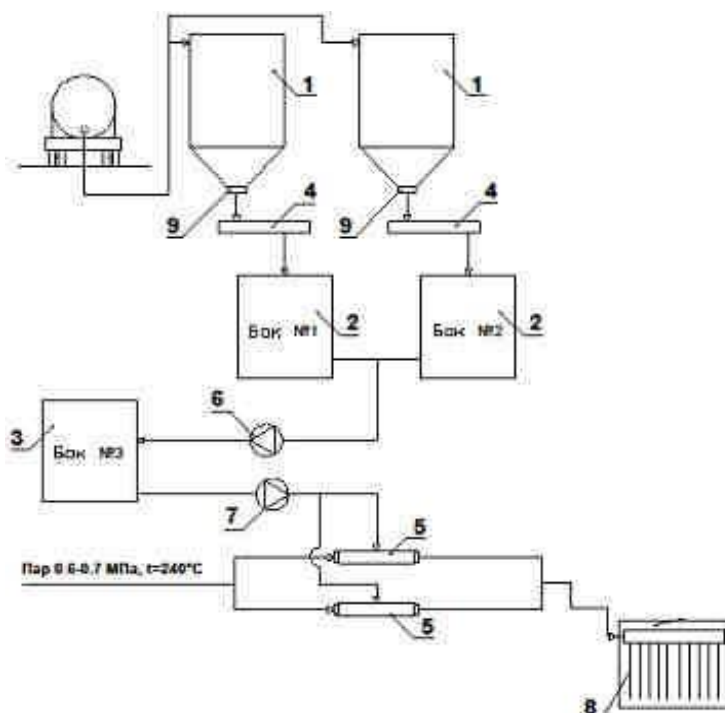


Рисунок 2.29 – Принципиальная схема установки СНКВ с применением карбамида:

1 – бункер хранения карбамида; 2 – бак приготовления раствора карбамида; 3 – бак расходный; 4 – питатель винтовой; 5 – смеситель; 6 – насос перекачивающий; 7 – насос-дозатор; 8 – устройство для распределения восстановительной смеси в дымовых газах котла при температуре $900 \div 1100^\circ\text{C}$; 9 – шибер отсечной

Разработанная технология пригодна для всех видов топлив. В отличие от топочных технологий, установки СНКВ могут быть полностью автоматизированы, что позволяет обеспечить заданный выброс NO_x даже при нештатном режиме эксплуатации котла. Использование технологии СНКВ не осложняется выбросами других загрязняющих веществ (закись азота, окись углерода, бенз(а)пирен), что характерно для целого ряда топочных технологий.

Вместе с тем, чрезмерное количество реагента может вызвать проскок аммиака NH_3 с дымовыми газами, который относится к 4-му классу опасности. Кроме того, не полностью прореагировавший аммиак при сжигании сернистых топлив может вступать в реакцию с присутствующим в продуктах сгорания сернистым ангидридом

SO₃ с образованием бисульфата (гидросульфата) аммония NH₄HSO₄ и сульфата аммония (NH₄)₂SO₄, которые в виде стекловидной массы могут откладываться на низкотемпературных конвективных поверхностях нагрева.

На практике оптимальное значение подаваемого аммиака контролируется при условии, что проскок аммиака не превышает 10–15 мг/м³ [38, 39].

Применимость и эффективность СНКВ могут быть ограничены в случае котлов с переменной нагрузкой или с переменным качеством топлива. Для решения этой проблемы может применяться использование нескольких уровней впрыска реагента.

Разработанные технологические решения по применению технологии СНКВ на энергетических котлах позволили:

- обеспечить эффективность очистки дымовых газов от оксидов азота 40–60% в широком интервале паровых нагрузок котла;
- оптимизировать технологическую схему установки, которая может быть использована при проектировании установок СНКВ для большинства типов котлов;
- спроектировать и опробовать несколько типов конструкций устройств для раздачи восстановительной смеси в оптимальной температурной зоне (900–1100°С), обеспечивающих заданное распределение реагента по сечению;
- определить экономические показатели и удельные затраты установки СНКВ при их реализации на действующих пылеугольных котлах (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Экономические показатели и удельные затраты установки СНКВ при их реализации на действующих пылеугольных котлах

Сокращение выбросов NO _x , %		Удельные капитальные затраты, руб./кВт		Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.		Дополнительные эксплуатационные затраты, коп./кВт·ч	
min	max	min	max	min	max	min	max
30	70	900	1500	12	15	6,6	9,0

Данный метод целесообразно применять в совокупности с другими технологическими мероприятиями, направленными на снижение образования оксидов азота, тогда эффективность очистки газов от NO_x может достигать 85%.

2.1.3.3 Технологии, применяемые для снижения выбросов оксидов серы

При сжигании сернистых углей мокрые золоуловители могут применяться не только для очистки дымовых газов от мелкодисперсной золы, но и как аппараты сероочистки без значительных капитальных затрат. В этом случае в качестве воды для орошения дымовых газов используют частично осветленную щелочную воду из бака-выщелачивателя (рисунок 2.30, а), что позволяет обеспечить степень улавливания диоксида серы SO₂ до 30% [29].

Применение скруббера Вентури по двойному щелочному способу позволяет повысить эффективность связывания SO₂ до 50%. Для этого в качестве сорбента используется смесь щелочных соединений золы с добавкой реагента (раствор гашеной извести). С этой целью скруббер оснащается специальными форсунками для подачи раствора сорбента и брызгоуловителем на выходе (рисунок 2.30, б).

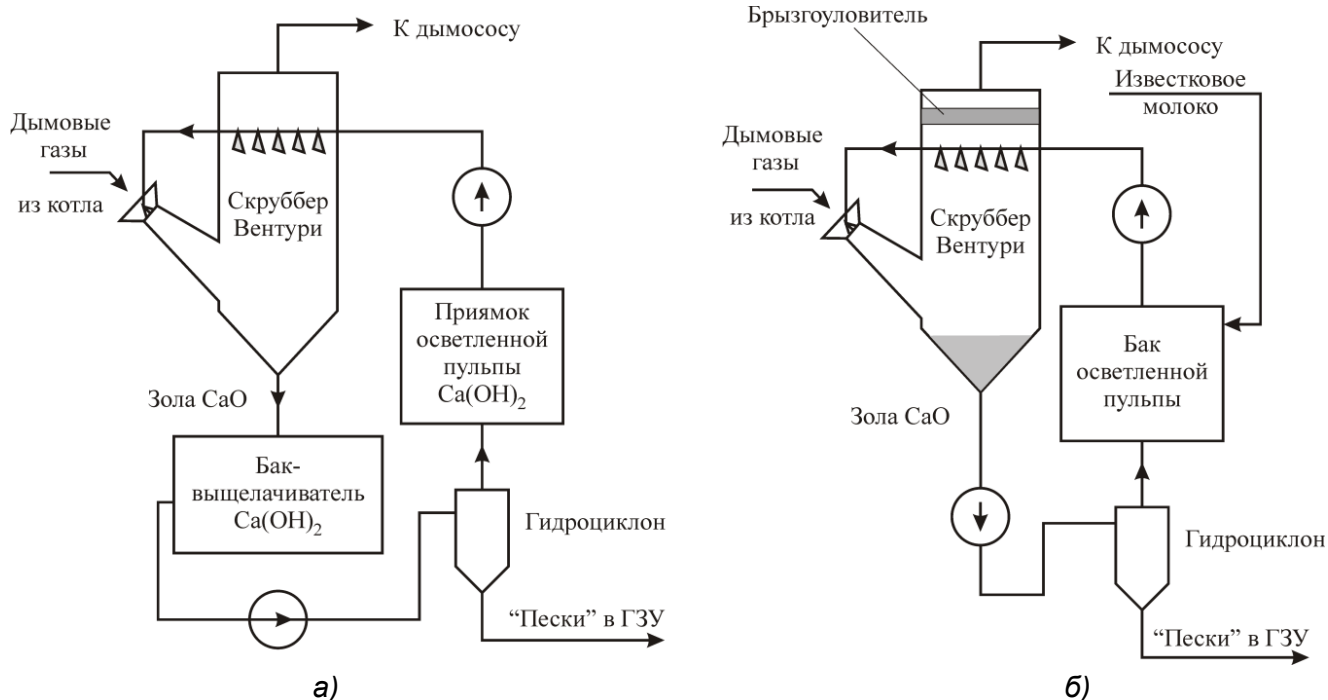


Рисунок 2.30 а, б – Реализация серочистки дымовых газов в мокрых скрубберах Вентури

При совмещении процессов золо- и сероулавливания в одном скруббере эффективность улавливания летучей золы повышается не менее, чем до 98%. Стоимость реконструкции действующих скрубберов существенно ниже любых применяемых технологий сероочистки при сопоставимой эффективности сероулавливания. Способ применим при невысокой концентрации твердых частиц в дымовых газах [33, 34].

Аналогичным образом для сероочистки дымовых газов могут использоваться батарейные и кольцевые эмульгаторы. При прочих равных условиях степень сероочистки в кольцевых эмульгаторах будет несколько выше, чем в батарейных, за счет фильтрации газов через большой объем вспененной золопульпы [51].

Степень серочистки газов в мокрых золоуловителях возрастает с увеличением содержания CaO в составе золы.

2.1.4 Обращение с золошлаками

Основная функция систем золошлакоудаления угольных ТЭС – надежное удаление из котельной установки твердой негорючей части твердого топлива – золошлаков. В зависимости от выбора способа конечного удаления золошлаков в функцию системы может входить отпуск золошлаков внешним потребителям при их наличии и/или хранение не востребованной части золошлаков с учетом требований экологической и промышленной безопасности [36].

К системам золошлакоудаления предъявляются следующие требования:

- надежность удаления золошлаков для обеспечения работы генерирующего оборудования;
- минимальное потребление энергетических ресурсов, воды, земли;
- промышленная и экологическая безопасность, приемлемый уровень рисков

аварий и потенциального ущерба, минимальный уровень воздействий на окружающую среду;

- минимальные капитальные и эксплуатационные затраты.

Системы золошлакоудаления могут включать в себя, в зависимости от потребностей конкретных ТЭС, взаимосвязанные технологические участки, выполняющие следующие отдельные функции:

- участок внутреннего шлакоудаления – выполняет отбор шлака из-под котлов, измельчение, транспортировку в пределах котельных отделений и передачу его в узел внешнего золошлакоудаления или в места временного накопления шлака;
- участок внутреннего золоудаления – выполняет функцию отбора золы от золоуловителей и ее транспортировку в узел внешнего золошлакоудаления или в места временного накопления золы;
- участок временного накопления шлака, который может включать накопители шлака и оборудование для его отгрузки потребителям или в места постоянного хранения;
- участки временного накопления и отгрузки сухой золы потребителям;
- участки внешнего транспорта золы и шлака до мест постоянного хранения или захоронения;
- золошлакохранилища – сооружения для хранения невостребованной части золы и шлаков совместно или по отдельности;
- участки отгрузки золошлаков с золошлакохранилищ.

На каждой конкретной ТЭС состав системы обращения с золошлаками определяется местными условиями, объемами образования и свойствами золошлаков, потребностями в отгрузке золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям.

На российских ТЭС применяются механические, гидравлические, пневматические и комбинированные системы золошлакоудаления. Выбор типа системы золошлакоудаления (ЗШУ) определяется:

- технологическими особенностями энергетического производства (вид выводимого шлака из топки котла, способ очистки дымовых газов, расход и свойства золы и шлака, необходимость использования и наличие достаточного количества воды);
- возможностью организации сбыта золошлаков или их отдельных фракций для утилизации сторонними организациями;
- климатическими условиями мест для размещения ЗШХ, их удаленностью от промплощадки ТЭС и рельефом местности для транспорта невостребованной части золошлаков на ЗШХ;
- требованиями по надежности и экономичности работы системы ЗШУ.

Наиболее распространенной на российских угольных ТЭС являются системы ЗШУ совместного внешнего удаления золы и шлака с обратным водоснабжением и отгрузкой ЗШО из карт ЗШХ в автомобильный и/или железнодорожный транспорт, блок-схема которой представлена на рисунке 2.31 [36].

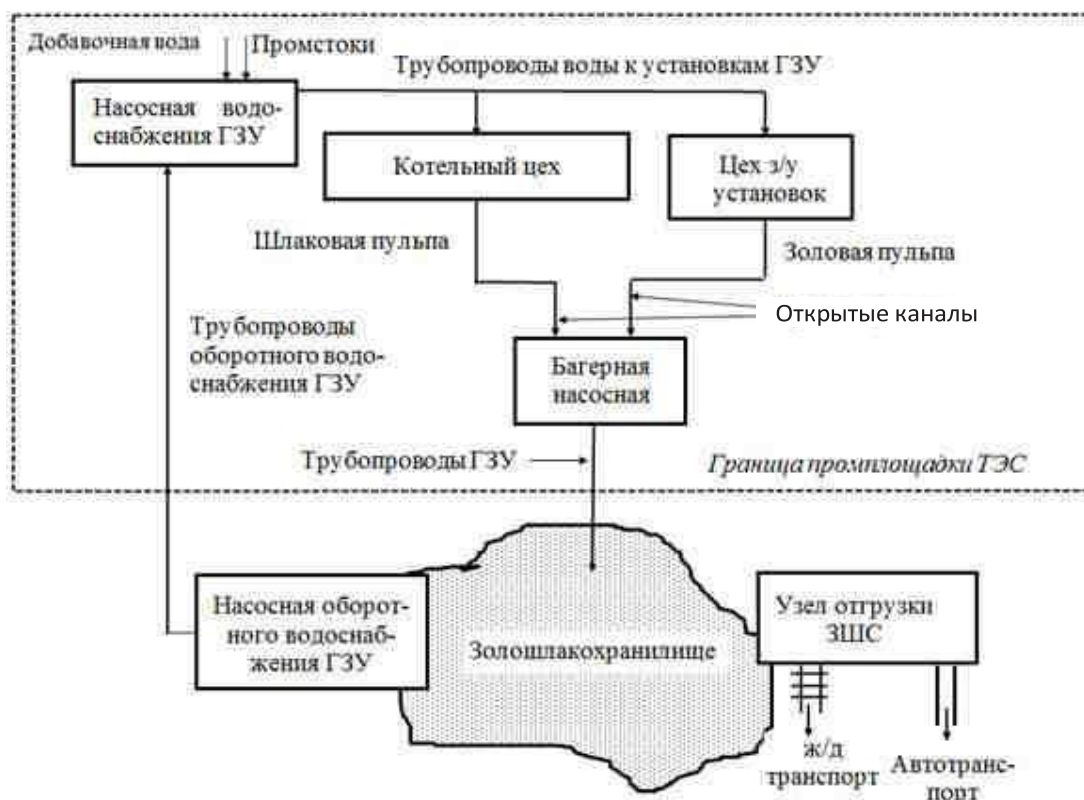


Рисунок 2.31 – Блок-схема традиционной системы ГЗУ ТЭС при совместном транспортировании золы и шлака на ЗШХ и отгрузке ЗШО из карт ЗШХ автомобильным и ж/д транспортом

На некоторых ТЭС эксплуатируются системы ГЗУ с отдельным удалением, складированием и отгрузкой золы и шлака (рисунок 2.32). В таком случае на оперативном шлакохранилище создаются узлы отгрузки шлака, а также могут размещаться установки по обезвоживанию шлака и насосная станция возврата осветленной воды в случае необходимости. Оперативные шлакохранилища могут располагаться как на промплощадке ТЭС, так и за ее пределами.

Чисто пневматические системы ЗШУ на российских ТЭС не применяются.



Рисунок 2.32 – Блок-схема системы ГЗУ с разделением удаления, складированием и отгрузкой золы и шлака

Пневмогидравлические (комбинированные) системы ЗШУ чаще всего применяются на ТЭС, оснащенных сухими золоуловителями. В 70-х годах XX века преимущественно на блочных ТЭС России было начато сооружение установок по отгрузке сухой золы (УОСЗ) потребителям. Нормами технологического проектирования ВНТП-81 на ТЭС с сухими золоуловителями предусматривается внутристанционное пневмогидравлическое золоудаление: зола из-под золоуловителей собирается пневмосистемами в промежуточный бункер и далее транспортируется в УОСЗ по пневмозолопроводам (ПЗП) или, при отсутствии потребителей сухой золы, подается по каналам ГЗУ в насосную станцию, откуда совместно со шлаком в виде пульпы транспортируется на ЗШХ. Потребителям сухая зола может отгружаться непосредственно из промежуточных бункеров и/или со склада сухой золы. При этом на ЗШХ также могут сооружаться узлы отгрузки гидратированных ЗШС потребителям.

Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и ЗШС из ЗШХ представлена на рисунке 2.33 [40].



Рисунок 2.33 – Блок-схема комбинированной системы ЗШУ с отгрузкой потребителям сухой золы из УОСЗ и ЗШС из ЗШХ

Внутреннее шлакоудаление

В настоящее время на российских угольных ТЭС в пылеугольных энергетических котлах применяются гидравлические системы внутреннего шлакоудаления. При использовании гидравлического шлакоудаления шлак из котла поступает в дробилки, где он измельчается, и дробленый шлак сбрасывается в самотечные каналы с побудительными соплами и в виде шлаковой пульпы подается в багерную насосную станцию. На энергоблоке № 1 Березовской ГРЭС применяется полувлажная технология шлакоудаления, в которой для транспортировки шлака используется лотковый скребковый транспортер с водяной ванной. В малых котельных используются механические системы ЗШУ.

Внутреннее золоудаление

В качестве установок внутреннего транспорта золы в российской энергетике используются:

- установки гидротранспорта;
- самотечные установки;
- аэрожелоба;
- вакуумные установки;
- низконапорные установки со струйными насосами;
- высоконапорные установки с пневмовинтовыми и пневмокамерными насосами;
- двухступенчатые пневмотранспортные установки.

Установки внутреннего гидротранспорта золошлаков включают золосмывные аппараты (ЗСА, «чайники») под бункерами золоуловителей или промбункерами и каналы с побудительными соплами, которые предназначены для транспортировки золовой пульпы (или совместного золовой и шлаковой пульпы) в

приемную емкость багерной насосной станции. Эта технология применяется на российских ТЭС наиболее широко.

Самотечные установки сбора и отгрузки сухой золы применяются для отгрузки сухой золы в транспортные средства непосредственно в зольных помещениях ТЭС из промбункеров под золоуловителями, если это возможно по условиям компоновки золоуловителей. Известен опыт эксплуатации таких установок с отгрузкой в автоцементовозы и/или в железнодорожные хопперы производительностью до 300 тысяч тонн сухой золы в год. Такие установки, как правило, ограничены по максимальной производительности, но могут обеспечить отгрузку сухой золы потребителям в объеме до 100% от общего выхода и могут быть частью системы ПЗУ в случае их экономической целесообразности.

Аэрожелоба, применяемые для подачи золы из бункеров золоуловителей в промбункера, представляют собой низконапорные устройства для транспортировки сухой золы в псевдоожиженном состоянии от бункеров золоуловителей до промежуточных сборных бункеров. Работают достаточно надежно и эффективно при соблюдении следующих ограничений:

- длина не более 25 м без узлов пересыпки и наличие уклона;
- неприменимы для транспортировки высококальциевых зол из-за быстрого забивания пор аэрирующих элементов мелкофракционными частицами, сопровождающегося цементацией отдельных участков этих элементов в случае наличия влаги в транспортирующем воздухе;
- низкая ремонтпригодность и высокие затраты на восстановление аэрожелобов в связи с отсутствием серийного их производства;
- очень высокие требования к монтажу и наладке.

Вакуумные установки ПЗУ технологически более сложны и дороги по сравнению с низконапорными установками ПЗУ со струйными насосами, хотя обеспечивают лучшие санитарные условия в зольных помещениях.

К их недостаткам можно отнести:

- небольшую предельную дальность транспортировки – не более 300 м;
- необходимость периодических переключений в связи с режимом работы вакуумных насадок по жестко соблюдаемым циклограммам «заполнение-опорожнение бункеров» при практическом отсутствии автоматизации, что влечет за собой неоправданное увеличение численности обслуживающего персонала и снижает надежность работы вакуумных систем ПЗУ в связи с возрастанием роли человеческого фактора;
- небольшое число опорожняемых бункеров золоуловителей или оборудование установки вакуумного пневмотранспорта предвключенной системой для подачи золы от бункеров золоуловителей в приемный бункер вакуумной пневмотранспортной установки;
- большинство вакуумных схем пневмотранспорта золы, в соответствии с рекомендациями Уралэнергочермета, работает с накоплением золы в осадительной камере и со срывом вакуума для ее разгрузки. Это снижает возможную производительность систем ПЗУ в 2–4 раза. Применяемые для очистки отработанного воздуха осадительные станции не обеспечивают необходимый

уровень очистки, что является причиной интенсификации абразивного износа эжекторов и вакуум-насосов.

Низконапорные установки ПЗУ со струйными насосами (ПСН) применяются для эвакуации золы от бункеров золоуловителей до промбункеров в двухступенчатых схемах внутреннего пневмотранспорта золы. Каждая установка удаляет золу из одного бункера сухого золоуловителя. Это связано с тем, что одна установка со сбором золы от нескольких бункеров работает неустойчиво или с неоправданно большими энергозатратами. Эти установки просты в изготовлении и монтаже, имеют удовлетворительные надежность и межремонтные сроки эксплуатации, просты в ремонте.

Для пневмотранспорта золы от промбункеров до силосных складов используются более производительные низконапорные пневмотранспортные установки с ПСН (при приведенной дальности транспортирования до 400 м и производительности до 20 т золы в час) или высоконапорные пневмотранспортные установки с пневмовинтовыми (ПВН) или пневмокамерными насосами (ПКН).

Высоконапорные установки с ПВН используются для пневмотранспорта золы от промбункеров до силосных складов и от силосных складов до потребителей сухой золы. Максимальная приведенная дальность транспортирования — до 1000 м с производительностью до 40 т золы в час.

Основные недостатки:

- отсутствие автоматического регулирования производительности;
- максимальная приведенная дальность транспортирования – до 1000 м;
- повышенные финансовые и временные затраты на восстановление эксплуатационной пригодности ПВН вследствие необходимости выполнения их ремонтов из-за абразивного износа деталей шнекового питателя, уплотнений и смесительной камеры ПВН.

Высоконапорные установки с ПКН применяются для пневмотранспорта золы:

- от бункеров сухих золоуловителей до силосных складов;
- от промбункеров до силосных складов в двухступенчатых схемах внутреннего пневмотранспорта золы;
- от силосных складов до потребителей сухой золы. Максимальная приведенная дальность транспортирования — до 1000 м с производительностью до 100 т золы в час.

Возможная приведенная дальность транспортирования — до 3000 м. В установках с ПКН удельные энергозатраты на пневмотранспорт золы при прочих равных условиях ниже примерно на 25–30% по сравнению с установками с ПВН. Производительность ПКН практически не снижается из-за абразивного износа в процессе эксплуатации: вследствие отсутствия вращающихся или трущихся с большим усилием о золу деталей, в отличие от ПВН, производительность которых существенно зависит от изменения геометрических размеров шнека и гильзы питателя в результате абразивного износа.

Двухступенчатые пневмотранспортные установки внутреннего золоудаления. Комбинация самотечных установок, аэрожелобов или низконапорных пневмотранспортных установок с ПСН или ПКН и высоконапорных установок с ПВН

или ПКН в двухступенчатых схемах внутреннего транспорта золы на ТЭС России встречается наиболее часто, так как большинство систем ЗШУ ТЭС с УОСЗ являются пневмогидравлическими, в которых зола из электрофильтров поступает в промбункера и далее она второй ступенью пневмотранспортной установки подается в УОСЗ или в ЗСА установки ГЗУ.

Основные достоинства двухступенчатых пневмотранспортных установок:

- самотечные установки или низконапорные пневмотранспортные установки с ПСН обеспечивают надежную эвакуацию сухой золы из золоуловителей в промбункера по трассе любой конфигурации и нечувствительны к изменению влажности транспортирующего воздуха, что очень важно при перемещении высококальциевых зол;
- достаточно длительный межремонтный срок эксплуатации самотечных установок и низконапорных пневмотранспортных установок и возможность восстановления их работоспособности без остановки котлоагрегатов в случае отказа отдельных их элементов;
- низкая стоимость в сравнении с высоконапорными самотечными установками, аэрожелобами и низконапорными пневмотранспортными установками с ПСН и ПКН и относительно низкие эксплуатационные затраты;
- обеспечение транспортирования сухой золы от промбункеров до силосных складов на расстояние до 3000 м при применении высоконапорных ПКН;
- оптимальные энергозатраты на пневмотранспорт золы во второй ступени за счет возможности обеспечения работы высоконапорных установок с ПКН в режимах с максимальной золовой загрузкой.

Основной недостаток – необходимость очистки транспортирующего воздуха из промбункеров.

Накопление и отгрузка сухой золы

Установки отгрузки сухой золы (УОСЗ) состоят из силосного склада, устройств кондиционирования и отгрузки сухой золы потребителям, устройств подготовки невостребованной части сухой золы к транспортированию на ЗШХ. УОСЗ может включать в себя устройства приема и отгрузки сухого шлака с соответствующими силосами. Для УОСЗ применяется, за редким исключением, стандартное оборудование для хранения и транспортирования сыпучих материалов, широко применяемое в цементной промышленности и производстве других строительных материалов.

Внешний транспорт золошлаков

В качестве установок внешнего транспорта золошлаков используются:

- установки гидротранспорта;
- пневмотранспортные установки (вакуумные, низко- и высоконапорные установки с ПСН; высоконапорные установки с ПВН и ПКН);
- автотранспорт;
- конвейерный транспорт.

Установки гидротранспорта. Эти установки предназначены для транспорта невостребованной потребителями части золы и шлаков на ЗШХ в виде золовой и/или шлаковой пульпы (совместно или раздельно) и состоят из приемного приямка пульпы,

багерных насосов, золошлакопроводов и выпускных устройств на ЗШХ. Водозольное отношение в пульпе изменяется в пределах от 10:1 до 100:1. В зависимости от изменения высотных отметок расположения багерных насосов на промплощадке ТЭС и приемных устройств золошлакоотвалов, длины и перепадов высот по трассе трубопроводов, массы транспортируемых золошлаков, принятой схемы сбора золошлаков, технологий подготовки пульпы и других факторов могут быть установлены дополнительно багерные насосные на трассе для гарантированного преодоления гидравлического сопротивления трубопроводов.

Основные недостатки установок внешнего гидротранспорта золошлаков:

- отсутствие возможности плавного регулирования производительности установок ГЗУ в зависимости от массы транспортируемых золошлаков, имеется возможность только ступенчатого регулирования за счет включения/отключения золошлакопроводов и багерных насосов;
- золошлакопроводы могут быть подвержены абразивному и коррозионному износу;
- при высоком содержании в золошлаках соединений кальция производительность установок ГЗУ может снижаться вследствие образования твердых отложений в золошлакопроводах и трубопроводах возврата осветленной воды.

Вакуумные, низко- и высоконапорные пневмотранспортные установки применяются для отгрузки сухой золы на собственное производство товарной продукции и/или сторонним потребителям. Решение о применении пневмотранспортных установок принимается в зависимости от приведенной дальности транспортировки и требуемой производительности установок с использованием методических указаний [36, 40].

Автотранспорт эффективен, когда прокладка гидрозолошлакопроводов невозможна или гидравлическое сопротивление пульпопроводов слишком велико из-за необходимости транспортирования золошлаков на большие расстояния. Вывоз сухой золы, увлажненной до 25% по массе, осуществляется автосамосвалами на ЗШХ, где послойно укладывается с уплотнением дорожно-строительной техникой или без него. На Абаканской ТЭЦ имеется опыт доставки высококальциевой золы автобетоносмесителями в виде пульпы высокой концентрации с водозольным отношением 0,5–0,8, которая выливалась в подготовленные карты золоотвала. Также применяется технология вывоза автотранспортом обезвоженных золошлаков из осушенной секции ГЗО в новый сухой отвал, на котором они послойно укладываются, с уплотнением дорожно-строительной техникой. Автотранспортировка золошлаков широко применяется за рубежом.

Конвейерный транспорт широко используется на ТЭС стран – членов ЕС и других государств ОЭСР. В России опыт применения таких систем небольшой – Рефтинская ГРЭС. В мире успешно применяются автоматизированные установки с трубными ленточными и лотковыми ленточными транспортерами золы от бункеров золоуловителей до места укладки в ЗШХ, в том числе в районах с достаточно суровыми зимами.

Золошлакохранилища

Золошлакохранилища (ЗШХ) предназначены для длительного размещения не востребуемой потребителями части золы и шлака. Золошлаки складировать в виде пульпы в поверхностных гидрозолошлакоотвалах (ГЗО) или сухих хранилищах. В качестве ЗШХ могут также использоваться отработанные шахтные и карьерные выработки, овраги. В российской энергетике наибольшее применение нашли поверхностные ГЗО.

Складирование высококальцевой золы в виде пульпы высокой концентрации впервые было осуществлено на Абаканской ТЭЦ. Укладка пульпы производилась автобетоносмесителями. Плотность образующегося зольного камня изменялась от 1400 кг/м³ до 1850 кг/м³, прочность при сжатии – от 2,0 до 4,5 МПа, а коэффициент фильтрации – 10^{-6} – 10^{-7} см/сут. Широкого распространения эта технология складирования не получила.

При применении сухих методов внутреннего и внешнего золошлакоудаления возможно складирование золошлаков на сухих золоотвалах. В качестве преимуществ такого метода долговременного хранения золошлаков отмечают возможность более высокой плотности укладки и, соответственно, сокращения площадей ЗШХ; снижение водопотребления на ТЭС, снижение рисков загрязнения грунтовых вод. В то же время применение такой технологии требует использования специального оборудования для увлажнения, укладки, уплотнения ЗШО. Впервые в России был осуществлен проект модернизации системы ЗШУ с внешним конвейерным транспортом золы и сухим золоотвалом на Рефтинской ГРЭС с выходом золы до 6 млн т/год, блок-схема которой представлена на рисунке 2.34.

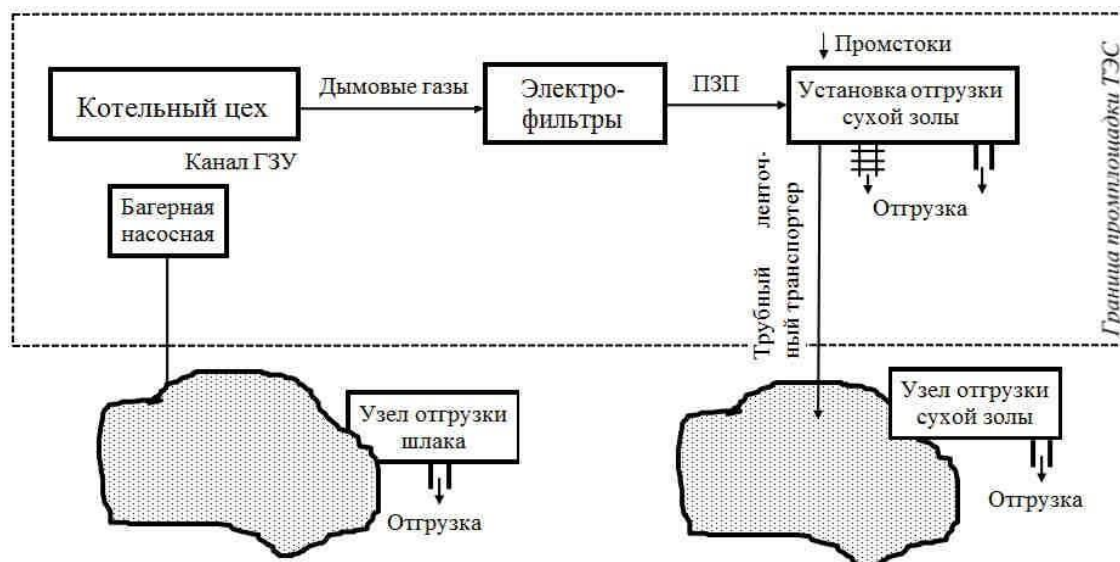


Рисунок 2.34 – Блок-схема системы отгрузки, транспортирования и складирования не востребуемой части сухой золы на сухом золохранилище и шлака на гидрозлакоотвале Рефтинской ГРЭС.

2.2 Методология определения технологических показателей выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива

В данном подразделе описана методология определения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ в атмосферу при сжигании топлива в целях производства энергии на КТЭУ. В соответствии с методическими указаниями, определение технологических показателей выбросов проводится в пять этапов.

Этап 1 Сбор исходных данных (анкетирование)

В процессе анкетирования действующего на ТЭС оборудования собиралась следующая информация:

- тип энергетической установки и применяемой технологии сжигания (водогрейные котлы, паровые котлы с ТШУ, паровые котлы с ЖШУ, котлы с ЦКС, ГТУ открытого цикла, ГТУ в составе ПГУ и др.), марка и завод-производитель КТЭУ;
- характеристика установленной мощности КТЭУ (электрическая, тепловая мощность, паропроизводительность, входная тепловая мощность, потребление условного топлива при номинальной нагрузке);
- год ввода КТЭУ в эксплуатацию;
- вид используемого топлива (газ, угли: бурые, каменные, антрациты, мазут, характеристики топлив (низшая теплота сгорания, для углей и нефтетоплив – содержание золы, серы, азота);
- среднегодовое число часов работы;
- сведения о применяемых методах снижения выбросов по каждому маркерному загрязняющему веществу;
- тип, марка, завод-производитель, год ввода в эксплуатацию и среднегодовая эффективность пылегазоочистного оборудования;
- максимальное значение показателей выбросов загрязняющих веществ на номинальной нагрузке.

Собранные данные проверялись на полноту и достоверность.

Этап 2 Определение фактических диапазонов выбросов загрязняющих веществ в зависимости от вида топлива, мощности, типа ГОУ и сроков ввода в эксплуатацию

На втором этапе анализировалась зависимость выбросов загрязняющих веществ от:

- типа энергетической установки (котел, ГТУ) и технологии сжигания;
- сроков ввода КТЭУ и ПГОУ в эксплуатацию;
- входной тепловой мощности оборудования;
- характеристик топлива;
- типа и эффективности ПГОУ;
- применения различных технологий снижения выбросов ЗВ.

По результатам анализа КТЭУ были объединены в группы по видам топлива, технологиям сжигания топлива и очистки дымовых газов. Кроме того, при наличии существенных зависимостей выбросов от других параметров (мощность котлов, характеристики топлив) группы КТЭУ дополнительно разбивались на подгруппы.

Этап 3 Актуализация перечня НДТ

На третьем этапе проводилась актуализация перечня НДТ на основе данных, полученных в результате анкетирования, с целью:

- исключения технологий, не соответствующих установленным Федеральным законом от 10 января 2002 года № 7 ФЗ «Об охране окружающей среды» (с изменениями на 26 марта 2022 года) критериям НДТ;
- исключения устаревших или не подтвердивших на практике свою эффективность технологий, а также ставших недоступными для внедрения;
- расширения перечня НДТ на основании данных о положительном опыте внедрения перспективных технологий;
- анализа соотношения локализованных и импортных НДТ.

Этап 4 Обоснование достижимых диапазонов технологических показателей выбросов загрязняющих веществ для КТЭУ при внедрении рекомендуемых НДТ

На четвертом этапе для каждой группы КТЭУ уточнялись диапазоны достижимых значений технологических показателей выбросов ЗВ в результате внедрения одной или совокупности НДТ из установленного перечня НДТ и сравнение их с нормативами удельных выбросов загрязняющих веществ, установленных ГОСТ Р 50831-95.

Этап 5 Определение значений технологических показателей НДТ выбросов загрязняющих веществ для различных групп КТЭУ

Все действующее оборудование разделялось на возрастные группы в зависимости от срока ввода в эксплуатацию. При этом под термин **«оборудование»** принимался **«котел»** или **«ГТУ»** для технологических показателей выбросов SO₂ (в случае отсутствия сероочистки), NO_x и CO; **«золоуловитель»** для технологических показателей выбросов золы твердого топлива и **«установка сероочистки»** (при наличии) для технологических показателей выбросов диоксида серы. Для двухкорпусных котлов в составе дубль-блоков технологические показатели выбросов маркерных ЗВ устанавливаются на каждый отдельный корпус.

Для каждого маркерного загрязняющего вещества в качестве значения технологического показателя выброса для разных групп оборудования, действующих КТЭУ принимается максимальное значение выброса этого вещества, которое обеспечивается 70% действующего оборудования соответствующей группы.

Такой подход позволяет одновременно обеспечить стимулы к технологическому обновлению установленного оборудования ТЭС и, в то же время, поэтапность и планомерность этого обновления.

В качестве значения технологического показателя выброса каждого маркерного загрязняющего вещества для разных групп оборудования новых КТЭУ принималось максимальное значение выброса маркерного вещества, которое обеспечивается 30% действующего оборудования соответствующей группы.

Этот уровень следует считать наилучшим, достигнутым к настоящему времени достаточно большим числом объектов, применяющих наиболее технологически совершенное генерирующее оборудование, что обеспечивает достижимость этого уровня новыми (проектируемыми и строящимися) КТЭУ.

При определении технологических показателей выбросов загрязняющих веществ для угольных котлов были учтены следующие обстоятельства:

- технологические показатели выбросов золы устанавливались в зависимости от зольности топлива и эффективности НДТ золоулавливания вне зависимости от тепловой мощности КТЭУ;
- технологические показатели выбросов диоксида серы определялись в зависимости от содержания серы в топливе, вне зависимости от тепловой мощности КТЭУ;
- технологические показатели выбросов оксидов азота и оксида углерода устанавливались в зависимости от типа КТЭУ (котлы, ГТУ), вида углей (бурые, каменные) и типа шлакоудаления (ТШУ, ЖШУ) при сжигании твердых топлив.

2.3 Текущие уровни выбросов ЗВ в окружающую среду при сжигании твердого топлива

Для определения текущего негативного воздействия ТЭС на окружающую среду было проведено анкетирование ТЭС с целью сбора реальной информации о топливосжигающем и пылегазоочистном оборудовании, а также выбросах загрязняющих веществ. Далее была проведена оценка достоверности данных и исключены неполные и очевидно недостоверные записи.

На втором этапе, по итогам анкетирования ТЭС, была сформирована сводная база данных характеристик сжигаемого топлива, технических и экологических характеристик КТЭУ и примененных технологий сжигания и снижения выбросов ЗВ.

Полученные данные были классифицированы по видам сжигаемого топлива (угли, природный газ, мазут) и входной тепловой мощности (паропроизводительности) КТЭУ. Далее анкетные данные по срокам ввода оборудования в эксплуатацию (или срокам проведения реконструкции/модернизации) были классифицированы по двум возрастным группам: оборудование, введенное в эксплуатацию до 31.12.2000, и оборудование, введенное в эксплуатацию с 01.01.2001.

В первую возрастную группу (до 31.12.2000) вошли «старые» котельные установки со сроком эксплуатации от 22 до 70 лет, многие из которых планируется вывести из эксплуатации ввиду выработки рабочего ресурса. Проектирование данной группы котельных установок проводилось до введения ГОСТ Р 50831-95 без реализации в их конструкциях эффективных воздухоохраных технологий. Поэтому модернизация таких котельных установок с целью достижения современного уровня выбросов ЗВ не всегда оправдана по техническим и экономическим причинам и имеет смысл только за счет внедрения малозатратных и быстро реализуемых мероприятий.

Вторая возрастная группа оборудования (с 01.01.2001) состоит из КТЭУ, при проектировании которых уже был реализован ряд воздухоохраных технологий (технологические мероприятия, направленные на снижение выхода оксидов азота, и современные золоуловители) и их экологические показатели были ориентированы на нормативы удельных выбросов ГОСТ Р 50831-95.

Для котельных установок, сжигающих твердое топливо, маркерными загрязняющими веществами являются оксиды азота (диоксид азота NO_2 и оксид азота NO в пересчете на NO_2), двуокись серы (SO_2), монооксид углерода CO и зола твердого топлива (см. Приложение Б). Содержание данных ЗВ в продуктах сгорания топлива

характеризует экологичность процессов сжигания.

При анкетировании были получены данные по 357 угольным котлам, из них введенных в эксплуатацию: до 31.12.2000 – 345 котлов и с 01.01.2001 – 12 котлов. Обработка анкетных данных показала следующее.

Монооксид углерода СО. Выбросы СО для разных котлов в зависимости от сроков их ввода в эксплуатацию приведены на рисунке 2.35.

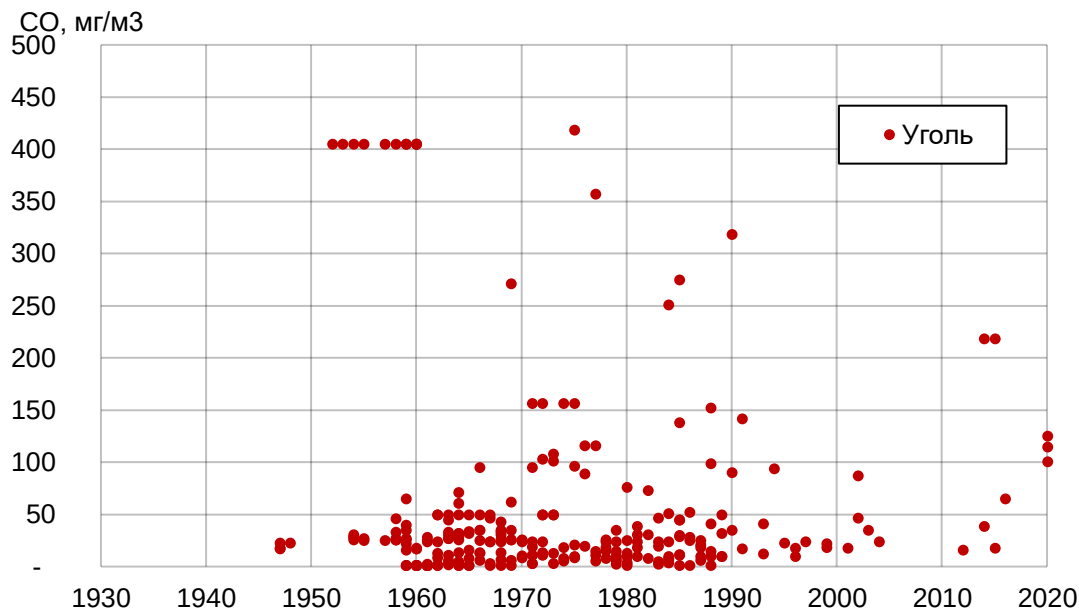


Рисунок 2.35 – Максимальная концентрация СО в уходящих газах котлов на номинальной нагрузке в зависимости от сроков ввода в эксплуатацию

Максимальное значение концентраций оксидов углерода в дымовых газах котельных установок, сжигающих твердое топливо, на рабочих режимах, как правило, не превышает 200–250 мг/м³. При этом среднее значение концентрации СО для «старых» котлов составляет 130 мг/м³, а для «новых» котлов (со сроком ввода в эксплуатацию с 01.01.2001) – 81 мг/м³. Доля котлов, выбросы СО на которых превышают средние значения, составило всего 12%.

Относительно высокие значения ТП выбросов СО (300–400 мг/м³) в ИТС 38-2017 и в ГОСТ Р 50831-95 были установлены в связи с масштабным внедрением на действующих котлах внутритопочных мероприятий по снижению выбросов оксидов азота, которые сопровождались повышенным химическим и механическим недожогом топлива. В настоящее время содержание СО в уходящих газах при сжигании различных топлив редко превышает 300 мг/м³ (рисунок 2.35) и уже сейчас соответствует требованиям ГОСТ Р 50831-95: 300 мг/м³ – при сжигании углей в топках с ЖШУ и 400 мг/м³ – при сжигании углей в топках с ТШУ.

Оксиды азота. Основную долю оксидов азота при сжигании твердых топлив в топочных устройствах с твердым шлакоудалением составляют топливные оксиды азота, образующиеся в зоне горения за счет окисления материнского азота топлива. В топках с жидким шлакоудалением из-за повышенных температур продуктов сгорания, дополнительно к топливным, образуются также термические оксиды азота. При этом суммарный выход NO_x зависит как от технологии сжигания (тип горелочных устройств, их компоновка и расположение), так и от режимных условий (температура

продуктов сгорания, избытки воздуха и время пребывания в зоне активного горения – ЗАГ), и потому для действующих котлов варьируется в достаточно широком диапазоне.

Повышенной эмиссией оксидов азота отличаются кузнецкие угли, в составе которых материнский азот N^r , как правило, превышает 1,5%, а также АШ при сжигании в топках с ЖШУ. Наименьшая эмиссия NO_x имеет место при использовании канско-ачинских бурых углей, сжигание которых из-за их склонности к шлакованию организуется при относительно невысоких температурах факела (менее 1350–1400°C).

Максимальные концентрации оксидов азота в уходящих газах котлов, полученные в результате анкетирования, представлены на рисунке 2.36. Средние концентрации NO_x для «старых» котлов составляют 700 мг/м³, для «новых» котлов – 450 мг/м³. Доля котлов, выбросы NO_x на которых превышают средние значения, составило 37%.

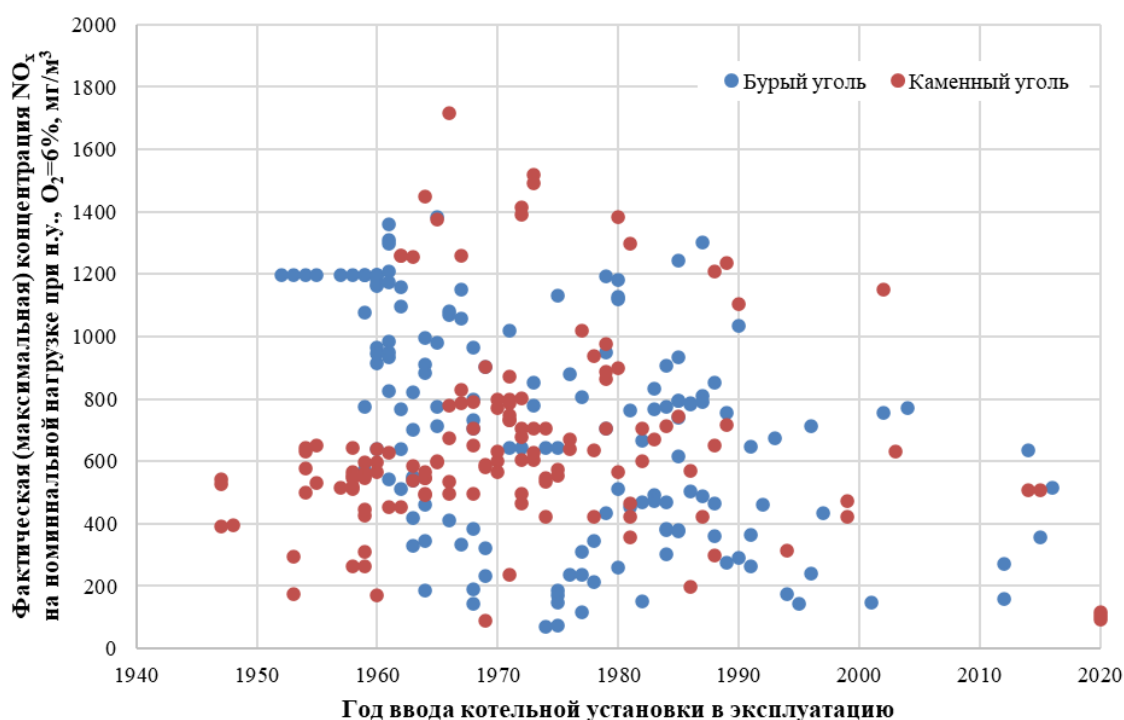


Рисунок 2.36 – Максимальная концентрация оксидов азота в уходящих газах котлов на номинальной нагрузке в зависимости от сроков ввода в эксплуатацию

Все «новые» котлы, выпущенные отечественными заводами после 2001 года, реализуют различные технологии, обеспечивающие снижение выбросов NO_x .

Снижение выбросов оксидов азота при сжигании твердых топлив на «старых» котлах возможно за счет внедрения как малозатратных внутритопочных мероприятий (нестехиометрическое сжигание, низкие избытки воздуха, упрощенное ступенчатое сжигание), так и их сочетания с недорогими установками селективной некаталитической азотоочистки газов (СНКВ).

Требования ГОСТ Р 50831-95 по выбросам оксидов азота на «новых» котлах могут быть обеспечены за счет внедрения малоэмиссионных горелочных устройств и их компоновки в топочной камере, реализующих различные виды малоэмиссионных ступенчато-стадийных режимов сжигания. Внедрение таких режимов сжигания на

современных пылеугольных ТЭС Германии позволило обеспечить европейские нормативы выбросов NO_x без применения установок селективной каталитической (СКВ) или некаталитической (СНКВ) азотоочистки дымовых газов.

Зола твердого топлива. В результате анкетирования ТЭС были получены данные по 357 пылеугольным котлам разной тепловой мощности и сроков ввода в эксплуатацию. Доли установленных за этими котлами разных типов золоуловителей составили:

- мокрые золоуловители – 42,9%;
- электрофильтры – 27,8%;
- батарейные циклоны – 22,4%;
- эмульгаторы – 5,4%;
- рукавные фильтры – 1,5%.

В таблице 2.5 проведено сравнение углей, сжигаемых на российских ТЭС, по содержанию в них минеральной части (золы). При сжигании углей минеральная часть в основном переходит в летучую золу (95% – для топок с твердым шлакоудалением ТШУ и 85% – для топок с жидким шлакоудалением ЖШУ), содержащуюся в дымовых газах. Оставшаяся часть удаляется из топки котлов в виде шлака и не выбрасывается в атмосферу. Поэтому содержание золы в дымовых газах практически не зависит от режимных условий сжигания и определяется составом топлива: содержанием золы на рабочую массу топлива A^r .

Угли по содержанию золы в топливе (A^r , %) и расчетному содержанию летучей золы в дымовых газах ($C_{зл}$, мг/м^3) можно условно разделить на малозольные ($A^r < 10\%$, $C_{зл} < 20000 \text{ мг/м}^3$), среднезольные ($10 \leq A^r \leq 20\%$, $20000 \leq C_{зл} \leq 30000 \text{ мг/м}^3$) и высокозольные ($A^r > 20\%$, $C_{зл} > 30000 \text{ мг/м}^3$). Средние характеристики наиболее широко применяемых в РФ углей и расчетные концентрации золы при их сжигании до очистки дымовых газов представлены в таблице 2.5.

Анкетные данные показали существенную зависимость выбросов золы от содержания золы на рабочую массу топлива A^r (рисунок 2.37), типа золоуловителей (ЗУ) и даты их ввода в эксплуатацию или реконструкции (рисунок 2.38).

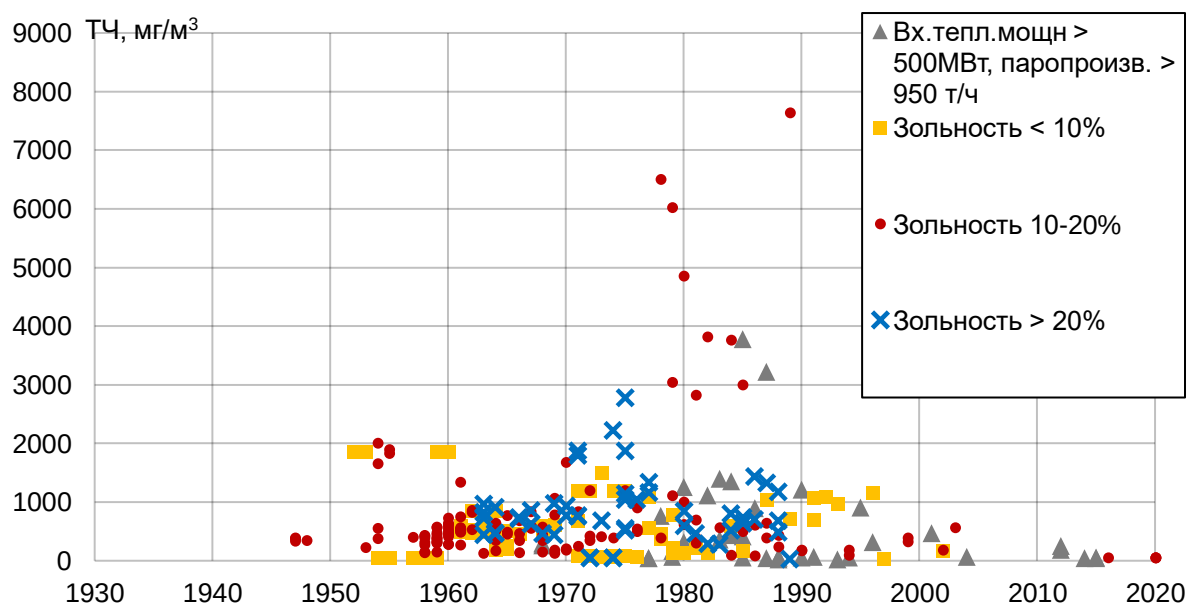


Рисунок 2.37 – Концентрация золы твердого топлива в зависимости от сроков ввода оборудования в эксплуатацию и содержания золы в топливе

Таблица 2.5 – Классификация углей по содержанию золы [41, 52]

	Марка угля	Теплота сгорания, $Q_{\text{г}}$, МДж/кг	Зольность A^p , %	Расчетное содержание золы, $C_{\text{зл}}$, мг/м ³	Характеристики зольности
Бурые угли	Березовский 2Б	15,66	4,7	7990	Малозольные $A^g < 10\%$
	Ирша-Бородинский 2Б	15,28	7,4	12720	
	Назаровский 2Б	12,85	7,9	15640	
	Переяславский 3БР	17,20	12	22140	Среднезольные $10 \leq A^g \leq 20\%$
	Ерковецкий 2Б	11,51	12,4	26970	
	Харанорский 1Б	11,39	13,2	29150	
	Майкубинский 3Б	15,62	24,6	43640	Высокозольные $A^g > 20\%$
	Бикинский 1Б	7,83	23,0	70800	
	Артемовский 3Б	11,14	33,1	81390	
Каменные угли	Кузнецкий Г	23,57	16,9	20110	Среднезольные $10 \leq A^p \leq 20\%$
	Кузнецкий Д	21,90	15,9	20640	
	Кузнецкий СС	23,40	18,2	21440	
	Нерюнгинский ЗСС	22,48	19,8	23990	
	Нерюнгинский К	21,86	25,8	31870	Высокозольные $A^g > 20\%$
	Воркутинский Ж	20,77	29,4	41500	
	Интинский Д	16,87	28,8	46070	
	Экибастузский СС	17,38	36,9	58020	
А	Донецкий АШ	18,23	34,8	59680	

На российских угольных ТЭС за КТЭУ с входной тепловой мощностью от 700 МВт (паропроизводительностью от 950 т/час), как правило, устанавливались электрофилтры. В ряде случаев электрофилтры также устанавливались за котлами меньшей мощности. Поскольку электрофилтры обеспечивают наибольшую степень золоулавливания, то содержание золы в уходящих газах, выбрасываемых в атмосферный воздух, в меньшей степени зависит от зольности топлива (рисунок 2.38).

В свою очередь, наименее эффективными ЗУ являются батарейные циклоны, которые ввиду значительных сроков их эксплуатации (30–60 лет) уже не соответствуют паспортным данным по эффективности золоочистки.

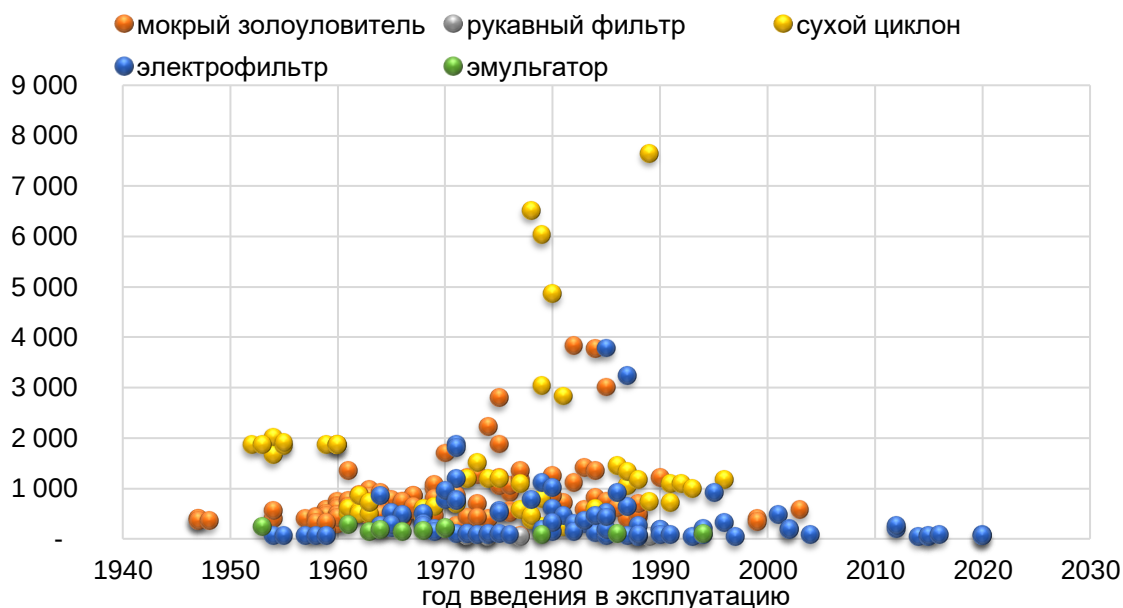


Рисунок 2.38 – Концентрация золы в уходящих газах в зависимости от типа золоуловителя и сроков ввода оборудования в эксплуатацию

По результатам анкетирования средние концентрации золы в уходящих газах для «старых» котлов составили 755 мг/м^3 , а для «новых» – 158 мг/м^3 . При этом для «старых» котлов средние концентрации золы заметно зависят от зольности топлива (620 мг/м^3 – для малозольных углей и 829 мг/м^3 – для средне- и высокозольных углей), что объясняется большим разнообразием типов золоуловителей с различной эффективностью золоудаления. Доля котлов, выбросы золы на которых превышают средние значения, составило всего 24%. Для «новых» котлов, независимо от зольности углей, содержание золы в уходящих газах не превышают 160 мг/м^3 благодаря установке за котлами более совершенных ЗУ, в первую очередь – электрофильтров и рукавных фильтров.

Диоксид серы. В связи с практическим отсутствием на российских ТЭС установок сероочистки дымовых газов выбросы диоксида серы полностью определяются абсолютным S^r и приведенным $S^{пр}$ содержанием серы в топливе и не зависят от тепловой мощности КТЭУ и условий сжигания топлива (исключение составляют только котлы с ЦКС) (рисунок 2.39). В этой связи технологические показатели ТП для выбросов SO_2 в ИТС 38-2017 были установлены практически на уровне расчетных (фактических образующихся) количеств для самых сернистых углей, т.е. с большим запасом.

В таблице 2.6 приведены расчетные концентрации диоксида серы в дымовых газах при сжигании различных российских углей без их сероочистки. В зависимости от содержания в их составе серы S^r , все угли разделяются на малосернистые ($S^r \leq 0,5\%$) с расчетным содержанием диоксида серы в дымовых газах не более 1400 мг/м^3 и высокосернистые ($S^r > 0,5\%$) с содержанием SO_2 в дымовых газах более 1400 мг/м^3 .

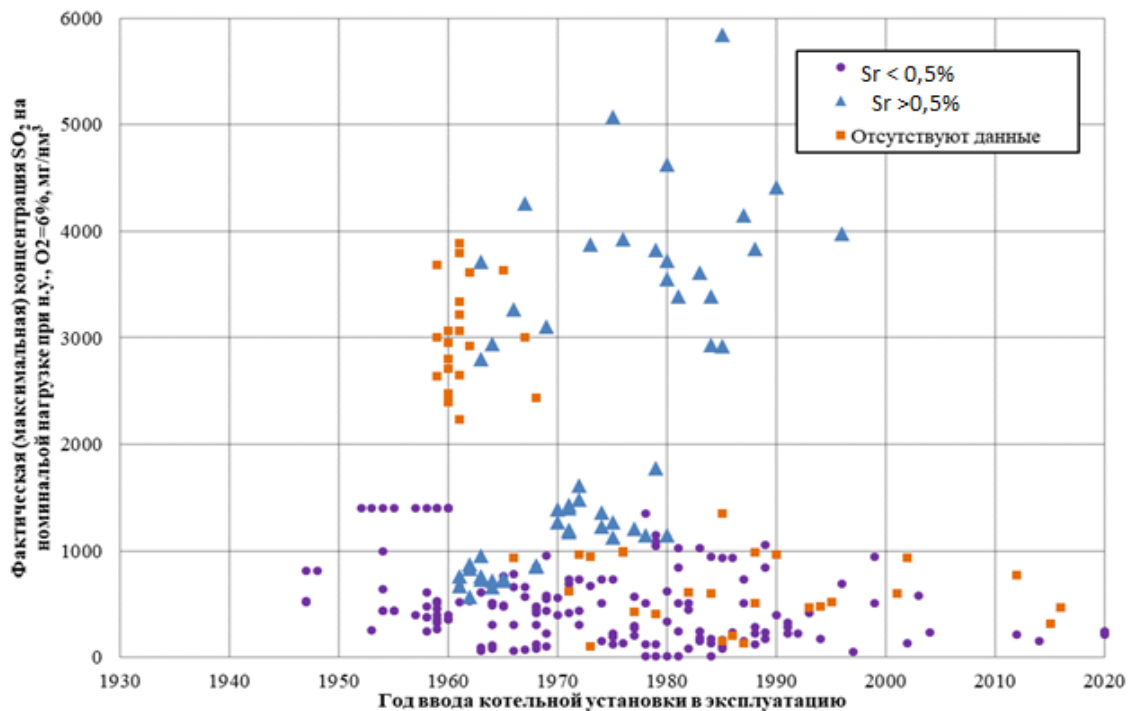


Рисунок 2.39 – Содержание SO_2 в уходящих газах пылеугольных котлов в зависимости от сернистости топлива на рабочую массу S^r и сроков ввода в эксплуатацию

Анализ содержания ЗВ от различных факторов

Анализ фактических концентраций маркерных ЗВ в уходящих газах действующих котлов показал их слабую зависимость от входной тепловой мощности (паропроизводительности) КТЭУ по указанным ниже причинам. Однако данный параметр необходимо учитывать, так как он оказывает непосредственное влияние на выбор золоуловителя.

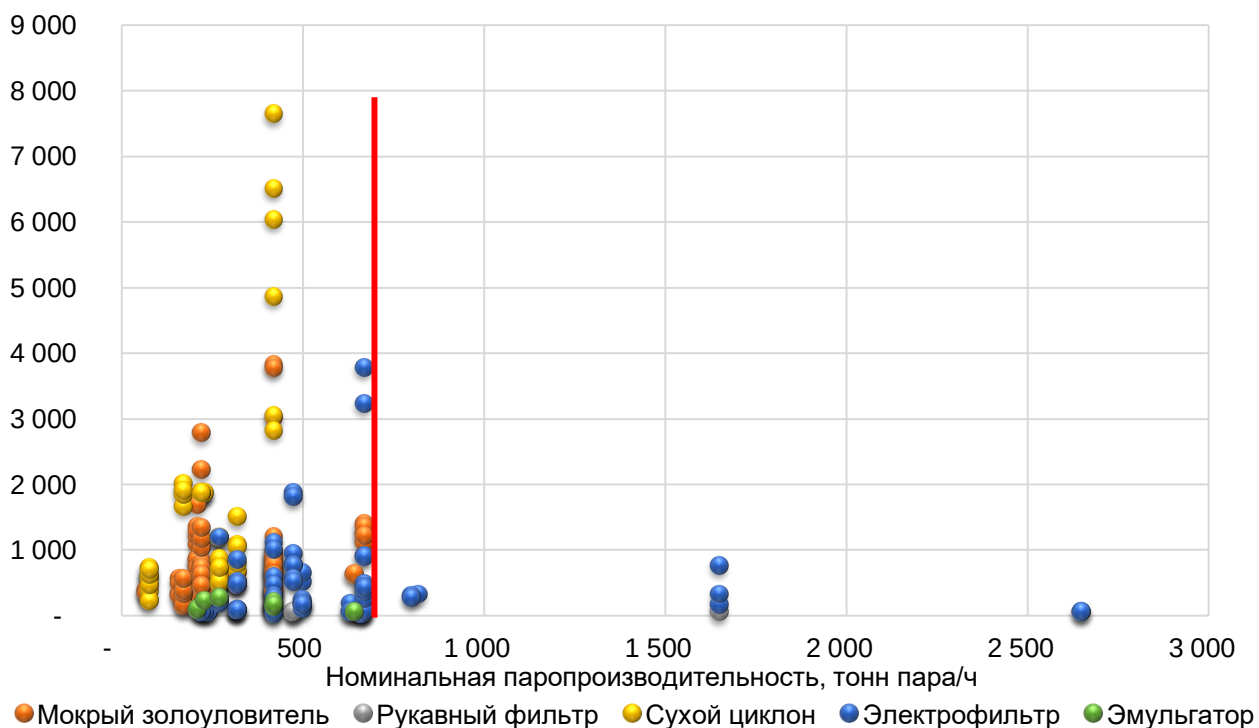
Выбросы золы не зависят от входной тепловой мощности КТЭУ и определяются эффективностью установленного пылеочистного оборудования (ЗУ) и, в некоторой степени, видом шлакоудаления из топочной камеры (твердое или жидкое).

Как правило, более простые и менее дорогие ЗУ (батареи циклоны, мокрые скрубберы и эмульгаторы) устанавливаются за котлами малой (50–150 МВт/75–220 т/час) и средней (200–500 МВт/320–670 т/час) входной тепловой мощности/паропроизводительности. Более дорогие и эффективные электрофильтры и рукавные фильтры устанавливают за котлами большой (более 500 МВт/более 670 т/час) входной тепловой мощности. В ряде случаев, при сжигании высокозольных экибастузских и других углей, электрофильтры и рукавные фильтры устанавливаются за котлами меньшей мощности.

В этой связи принято решение ранжировать фактические выбросы золы в зависимости только от зольности топлива. С этой целью все угли разделены на малозольные ($A^r < 10\%$), средnezольные ($10 \leq A^r \leq 20\%$) и высокозольные ($A^r > 20\%$). В котлах входной тепловой мощностью от 500 МВт, за которыми установлены электрофильтры с высокой степенью золоулавливания, зольность топлива на конечный выброс золы влияет в меньшей степени. Поэтому такие КТЭУ выделены в отдельную группу (рисунок 2.40).

Таблица 2.6 – Классификация углей по содержанию серы [52]

	Марка угля	Теплота сгорания, МДж/кг	Сернистость S^r , %	Расчетное содержание SO_2 , мг/м ³	Характеристики сернистости углей
Бурые угли	Березовский 2Б	15,66	0,2	340	Малосернистые $S^r \leq 0,5\%$
	Ирша-Бородинский 2Б	15,28	0,2	620	
	Переяславский 3БР	17,20	0,4	1350	
	Ерковецкий 2Б	11,51	0,3	1190	
	Харанорский 1Б	11,39	0,3	1210	
	Артемовский 3Б	11,14	0,3	1340	
	Назаровский 2Б	12,85	0,4	1290	
Каменные угли	Нерюнгинский 3СС	22,48	0,2	440	Малосернистые $S^r \leq 0,5\%$
	Нерюнгинский К	21,86	0,3	680	
	Кузнецкий СС	23,40	0,4	900	
	Кузнецкий Д	21,90	0,4	910	
	Кузнецкий Г	23,57	0,4	910	
	Экибастузский СС	17,38	0,7	2190	Высокосернистые $S^r > 0,5\%$
	Воркутинский Ж	20,77	1,0	2550	
	Интинский Д	16,87	2,5	7260	
А	Донецкий АШ	18,23	1,5	3950	

Рисунок 2.40 – Концентрация золы на номинальной нагрузке за ЗУ для котлов разной паропроизводительности, мг/м³

Выбросы диоксида серы также не зависят от входной тепловой мощности КТЭУ и определяются только содержанием серы в исходном топливе и эффективностью сероочистки дымовых газов (при ее наличии). Поэтому ранжирование фактических выбросов диоксида серы предложено проводить отдельно для малосернистых ($S^r \leq 0,5\%$) и высокосернистых ($S^r > 0,5\%$) углей. Для малосернистых углей выбросы диоксида серы находятся в диапазоне 400–1400 мг/м³, для высокосернистых углей – в диапазоне 1400–4000 мг/м³. Исключение составляют 2-3 высокосернистых марки угля, при сжигании которых содержание диоксида серы может превышать указанные значения.

Суммарный выход оксидов азота складывается из эмиссий термических и топливных оксидов азота. Выход термических оксидов азота при сжигании углей определяется температурой газов (теплонапряжением) в зоне активного горения (ЗАГ). В случае жидкого шлакоудаления (ЖШУ) с повышенными температурами газов выход термических оксидов азота больше, чем при твердом шлакоудалении (ТШУ).

Эмиссия топливных оксидов азота происходит в результате окисления азотсодержащих составляющих топлива на стадии выхода и горения летучих. Поэтому их выход в основном зависит от содержания материнского азота топлива. Содержание азота в составе каменных углей существенно выше по сравнению с бурными углями.

При сжигании углей в топках с ТШУ образуются, в основном, топливные оксиды азота. При сжигании в топках с ЖШУ необходимо учитывать вклад термических NO_x.

В этой связи имеет смысл ранжировать выход оксидов азота в зависимости от типа углей (каменные, бурные) и способа шлакоудаления (ТШУ, ЖШУ).

В таблице 2.7 приведены диапазоны фактических значений выбросов маркерных загрязняющих веществ при сжигании бурных и каменных углей, полученные в результате анкетирования ТЭС.

Т а б л и ц а 2.7 – Диапазон фактических значений содержания ЗВ в дымовых газах КТЭУ при сжигании твердого топлива

Паропроиз- водительность, т/час	Входная тепловая мощность котлов, МВт	Массовая концен- трация твердых частиц, мг/м ^{3*}	Массовая концентрация SO _x , мг/м ^{3**}	Массовая концентрация NO _x , мг/м ^{3**}
Котельные установки, введенные по 31.12.2000				
от 100 до 670	от 50 до 500	330–2000	300–5000	75–1520 – ТШУ 330–1720 – ЖШУ
от 670 и более	от 500 и более	50–1200		
Котельные установки, введенные с 01.01.2001				
от 100 до 670	от 50 до 500	80–560	140–1600	95–770 – ТШУ
от 670 и более	от 500 и более	40–185		

*) При нормальных условиях (температура 0°C, давление 101,3 кПа) и содержании O₂ = 6%.

**) При нормальных условиях (температура 0°C, давление 101,3 кПа) и содержании O₂ = 6%, рассчитанная на сухие газы.

2.4 Определение НДТ при сжигании твердого топлива

В рамках третьего этапа проводилась актуализация перечня рекомендуемых НДТ в соответствии с критериями, установленными статьей 28.1 Федерального Закона 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Постановлением Правительства РФ № 250 от 9 марта 2019 года и приказом Министерства промышленности и торговли РФ № 3134 от 23 августа 2019 года:

- наименьший уровень негативного воздействия на окружающую среду в расчете на единицу времени или объем производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги;
- экономическая эффективность ее внедрения и эксплуатации;
- применение ресурсо- и энергосберегающих методов;
- период внедрения;
- промышленное внедрение этой технологии на двух и более объектах в РФ, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

В соответствии с последним критерием были рассмотрены технологии, которые были внедрены не только на российских ТЭС, но и на российских промышленных предприятиях и показали свою эффективность. В частности, были рассмотрены технологии, включенные в перечень НДТ в «горизонтальном» (межотраслевом) справочнике ИТС 22-2016 «Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях».

За последние годы на разных российских ТЭС были внедрены следующие воздухоохраные технологии:

- рукавные фильтры (внедрение на Рефтинской ГРЭС, Омская ТЭЦ-4);
- аппараты сероочистки (планируется внедрение на Черепетской и Троицкой ГРЭС);
- сжигание в ЦКС (внедрение на Новочеркасской ГРЭС);
- способы азотоочистки дымовых газов (СНКВ был ранее внедрен на котлах Тольятинской ТЭЦ и Каширской ГРЭС).

Все эти технологии уже были ранее включены в качестве НДТ в горизонтальный (межотраслевой) ИТС 22-2016.

2.4.1 Определение НДТ разгрузки, хранения и предварительной подготовки твердого топлива

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для разгрузки и хранения твердого топлива, представлены в таблице 2.8.

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для предварительной подготовки твердого топлива, представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.8 – Технологии разгрузки и хранения твердого топлива, подлежащие рассмотрению

Технологии	Цель применения технологии	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации	Предотвращение образования и распространения пыли. Эффективность очистки воздуха 70–90%	Возможно	Возможно	Да	Нет	Здания, оборудование для разгрузки авто или ж/д транспорта с системой аспирации и газоочистки	-
Использование механических способов рыхления угля в полувагонах, индукционного и радиационного способа разогрева полувагонов в тепляках	Снижение организованных выбросов за счет уменьшения расхода пара и снижения энергопотребления	Возможно	Возможно	Да	Нет	Системы индукционного оборудования. Электрические панели	Требуются только металлические вагоны
Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте	Предотвращение образования и распространения пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	-	-

Продолжение таблицы 2.8

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промыш- ленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудова- ние	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Размещение конвейеров топливоподачи и узлов пересыпки в крытых галереях и закрытых помещениях с пылеулавливающим оборудованием	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Закрытые галереи топливоподачи с системами аспирации и пылеулавливающим оборудованием	-
Гидроуборка помещений топливоподачи	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение воды	Насосы, системы трубопроводов с арматурой, канализационные сети, очистные сооружения	При наличии ГЗУ возможно использование осветленной воды ГЗУ с последующим ее сбросом в каналы ГЗУ. При отсутствии ГЗУ использование воды из оборотной системы водоснабжения с последующей ее очисткой в отстойнике

Продолжение таблицы 2.8

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Пневмовакуумная централизованная система уборки помещений топливopодачи с помощью аспирационных установок	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Компрессоры, сеть пневмопроводов, пылеулавливающее оборудование	Необходима очистка воздуха
Гидроизоляция основания угольного склада, устройство дренажной системы для сбора стока	Предотвращение загрязнения почвы и грунтовых вод	Возможно	Возможно	Да	Нет	Гидроизолирующие покрытия различных конструкций	Собранная дренажная вода может быть сброшена в ГЗУ
Поверхностная герметизация штабелей твердого топлива мелким углем, глиной, битумом и композициями на их основе	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Катки	Для складов длительного хранения

Продолжение таблицы 2.8

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Использование высотных ограждений (заборов), препятствующих выветриванию и распространению угольной пыли	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Нет	Нет	Специализированные ветрозащитные сооружения: стены, ограждения, древесные посадки	-
Использование подпорных стенок, препятствующих растеканию угля за пределы проектной площадки	Предотвращение загрязнения почвы и грунтовых вод	Возможно	Возможно	Да	Нет	Подпорная стенка	-
Использование погрузочно-разгрузочного оборудования, которое минимизирует высоту падения топлива для снижения пыления	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Краны-перегрузатели, роторные разгрузчики-погрузчики, пути их передвижения	-
Создание уплотненного слоя на поверхности штабеля	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Катки	-

Продолжение таблицы 2.8

Технологии	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
Использование увлажнения поверхности штабелей	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение воды	Брызгальные устройства	Затраты на распыление воды
Применение стакеров, укладчиков	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Достаточный	Нет	Штабелеукладчик	Возможно использование в составе комплекса и индивидуально в порту и на обычном складе
Применение телескопических рукавов	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Телескопические рукава	Низкая производительность
Применение технологий пылеподавления, основанных на применении пены, распыленной воды, реагентов, препятствующих пылению	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение дренажных вод	Специальное оборудование	Появляется необходимость в утилизации отработанных (загрязненных) потоков вод

Окончание таблицы 2.8

Технологии	Потенци- альное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существу- ющие установки				
Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Снежение потерь топлива	Дополнительные сооружения	-
Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата	Уменьшение неорганизованных сбросов	Возможно	Возможно	Да	Снижение водопотребления	Дополнительные сооружения	-
Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов	Снижение выбросов продуктов горения	Возможно	Возможно	Да	Обеспечение безопасности снижение потерь топлива	Специальное оборудование	-

Таблица 2.9 – Технологии предварительной подготовки твердого топлива, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Примечания
		Новые установки	Существующие установки			
Замена топлива	Лучшие экологические характеристики топлива (меньшее содержание серы, золы), снижение количества загрязняющих примесей	Не практикуется	Зависит от конструктивных характеристик конкретной котельной установки	Да	Снижение выбросов загрязняющих примесей, снижение твердых отходов, подлежащих утилизации	Возможность замены топлива может быть ограничена технической возможностью основного и вспомогательного оборудования и экономическими и местными условиями
Обогащение топлива	Снижение выбросов	Возможно	Ограничено	Нет	Устойчивый режим работы. Повышение КПД	Возможно только на обогатительных фабриках. Возможность применения может быть ограничена техническими возможностями основного и вспомогательного оборудования. Цена топлива выше

Окончание таблицы 2.9

Технология	Потенциальное сокращение выбросов	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Примечания
		Новые установки	Существующие установки			
Усреднение и смешивание углей	Предотвращение максимальных выбросов	Возможно	Возможно	Да	Устойчивый режим работы	Для качественного усреднения топлива на электростанциях необходимо проведение модернизации с применением усреднительных комплексов
Предварительная подсушка топлива	Повышение КПД	Возможно	Возможно	Да	Повышение КПД	-
Организация входного контроля качества поставляемого угля	Предотвращение максимальных выбросов	Возможно	Возможно	Да	Устойчивый режим работы с расчетным КПД	Позволяет предотвратить сжигание угля, не соответствующего требованиям применяемого оборудования

2.4.2 Определение НДТ снижения выбросов золы твердого топлива

Таблица 2.10 – Технологии снижения выбросов золы твердого топлива при сжигании углей, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Электро-фильтр (ЭФ)	99-99,9	Возможно	Возможно	Да	Снижение эффективности удаления высокоомной золы с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) $>10^8$ Ом·м
Рукавный фильтр (РФ)	$\geq 99,99$	Возможно	Возможно	Небольшой	Увеличение затрат на собственные нужды за счет увеличения сопротивления газового тракта и затрат на замену рукавов. Тканевые фильтры преимущественно используют для удаления твердых частиц размером до 2,5 мкм и опасных веществ в виде твердых частиц, например, металлов (за исключением ртути), а также за установками сухой и полусухой сероочистки. Производство рукавных фильтров пока не локализовано
Батарейные циклоны	85-92	Ограничено, только как предварительная ступень	Ограничено, только в качестве предварительной ступени	Да	Невысокая степень золоулавливания. Ограниченное улавливание тонкодисперсных фракций. Циклоны могут использоваться в качестве предварительной очистки дымовых газов

Окончание таблицы 2.10

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Скруббер с трубой Вентури	95-98	Не обеспечивают технологические показатели выбросов для новых КТЭУ	Ограничено при сжигании мало- и сред-незольных углей в КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000	Да	Дополнительный эффект снижения выбросов SO ₂ до 10–12%. Не рекомендуется для углей с приведенной сернистостью более 0,3%× кг/МДж и содержанием в золе СаО больше 15%. Жесткость оросительной воды должна быть менее 15 мг-экв/л. Коррозия газоходов и снижение температуры уходящих газов
Эмульгатор	98,3- 99,5	Не обеспечивают технологические показатели выбросов для новых КТЭУ	Ограничено при сжигании мало- и сред-незольных углей в КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000	Да	Дополнительный эффект снижения выбросов SO ₂ до 18–22%. Не рекомендуется для углей с содержанием СаО больше 15% и приведенной сернистости 0,3%×кг/МДж. Жесткость оросительной воды должна быть менее 15 мг-экв/л. Коррозия газоходов и снижение температуры уходящих газов

2.4.3 Определение НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании твердого топлива

Таблица 2.11 – Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании твердого топлива, подлежащие рассмотрению

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Нестехиометрическое сжигание	20–35	Возможно	Возможно	Да	Возможно увеличение содержания СО и рост горючих в уносе. Предпочтительно для котлов с двумя или большим количеством ярусов горелок
Умеренный контролируемый недожог	10–25	Возможно	Возможно	Да	Контролируемое увеличение содержания СО, рост горючих в уносе
Рециркуляция дымовых газов	10–25	Возможно	Возможно	Да	Увеличение содержания СО. Возможно уменьшение КПД котла. Рост температуры промперегрева на барабанных котлах
Малозэмиссионная горелка*	30–50	Возможно	Возможно	Да	Контроль стабильности факела и полноты сгорания топлива из-за возможности увеличения СО и роста горючих в уносе. Для ступенчатого ввода воздуха или топлива в отдельной горелке требуется определенное расстояние до противоположного экрана
Двухступенчатое сжигание	20–45	Возможно	Возможно	Да	Увеличение химического и механического недожогов. Повышение содержания горючих в уносе, коррозия НРЧ. При сжигании высокосернистого угля в котлах СКД в отсутствие пристенного дутья появляется опасность высокотемпературной коррозии топочных экранов

Продолжение таблицы 2.11

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Трехступенчатое сжигание	30–60	Возможно	Возможно	Да	Возможно появление СО при плохом перемешивании третичного воздуха с продуктами неполного сгорания и рост горючих в уносе (в случае использования пыли грубого помола)
Концентрическое сжигание	20–50	Возможно	Возможно	Да	Появление СО и рост горючих в уносе. Снижаются шлакование и коррозия топочных экранов. Предпочтительно для углей с высоким выходом летучих. При реконструкции тангенциальных топок можно ограничиться заменой горелок
Перевод топки котла с ЖШУ на ТШУ	30–50	Возможно	Возможно	Да	Снижение паропроизводительности котла. Рост недожога. Неприменимо для низкореакционных углей
Сжигание в ЦКС	50–80	Возможно	Нет	Ограниченный	Повышение эксплуатационных расходов
Низкотемпературная вихревая технология сжигания (НТВ-технология)	30–50	Возможно	Возможно	Имеется	Применяется в основном для сжигания низкосортных углей. Требуется реконструкция топочной камеры. Дополнительная подача воздуха под топку. Увеличение механического недожога топлива. Повышенный абразивный износ из-за укрупнения летучей золы
Котел с кольцевой топкой	10–30	Возможно	Имеется в 1 экз.	Ограниченный	Усложнение конструкции, отличной от традиционных призматических топок

Продолжение таблицы 2.11

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
СНКВ	30–50	Возможно	Возможно	Ограниченный	Возможен проскок NH_3 (до 20 мг/м³). Предпочтителен для котельных установок мощностью до 330 МВт, когда возможности внутритопочных мероприятий исчерпаны
Сжигание пыли высокой концентрации	10–15	Возможно	Возможно	Ограниченный	Появление СО и рост горючих в уносе. Снижение ремонтных и эксплуатационных затрат системы топливоподачи. Применимо только для пылесистем с промбункером
Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов	10–15	Возможно	Возможно	Ограниченный	Усложнение и удорожание схемы пылеприготовления, топливоподачи. Повышение эксплуатационных издержек
Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы	10–15	Возможно	Возможно	Ограниченный	Усложнение и удорожание схемы пылеприготовления, топливоподачи. Повышение эксплуатационных издержек
Горелочные устройства с применением пристенного дутья	10	Возможно	Возможно	Ограниченный	Повышение температуры на выходе из топки

Окончание таблицы 2.11

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Плазмотроны	10	Возможно	Возможно	Ограниченный	Низкий ресурс использования
Электро-ионизационные воспламенители (УВЭИ)	10	Возможно	Возможно	Ограниченный	Ресурс работы выше, а энергопотребление ниже, чем у плазмотронов. Позволяет решить проблему взрывобезопасности при растопке из холодного состояния путем минимизации механического уноса на старте процесса

* **Малозмиссионные горелки** – горелочные устройства, реализующие принципы ступенчато-стадийного сжигания топлива с организацией подавления образования топливных и термических оксидов азота на разных стадиях развития факела.

2.4.4 Определение НДТ снижения выбросов SO_x при сжигании твердого топлива

Таблица 2.12 – Технологии снижения выбросов SO_x при сжигании углей, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Применение топлива с низким содержанием серы	Эффективное снижение выбросов SO _x	Возможно	Возможно	Да	Возможно повышение выбросов золы и NO _x . Имеются ограничения по сушильно-мельничным системам и по условиям шлакования
Мокрая известковая или известняковая сероочистка	94–98	Ограничено	Ограничено	Нет	Обеспечивает дополнительное снижение выбросов мелких твердых частиц. Повышаются выбросы CO ₂ и сбросы сточных вод. Снижение температуры дымовых газов до температуры точки росы. Получение товарного продукта - гипса с возможностью его коммерческой реализации. Из-за высокой стоимости процесса мокрой очистки технология подходит только для крупных энергетических установок
Аммиачно-сульфатная технология сероочистки	96–99	Возможно	Нет	Нет	Получение товарного продукта - сульфата аммония с возможностью его коммерческой реализации. Дополнительное снижение выбросов мелких твердых частиц. Снижение температуры дымовых газов до температуры точки росы. Технология подходит только для крупных энергетических установок, сжигающих высокосернистые топлива

Окончание таблицы 2.12

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
Упрощенная мокро-сухая очистка	50–60	Возможно	Возможно	Нет	Применима только при использовании в качестве золоуловителя электрофилтра или рукавного филтра. Более глубокая сероочистка ограничена температурой газов, которая должна быть выше водяной точки росы на 25...30°C. Побочный продукт мокро-сухой сероочистки (сульфидно-сульфатная смесь) может быть частично использован при производстве цемента, гипскартонных изделий, минеральных удобрений, в технологиях грануляции золошлаков и др.
Использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному способу	50	Возможно	Возможно	Нет	Применимо только при использовании мокрых золоуловителей. Не рекомендуется для топлив с приведенной сернистостью выше 0,03% кг/МДж
Сжигание в циркулирующем кипящем слое	85–95	Возможно	Нет	Нет	Повышение эксплуатационных расходов. Изменение состава золы с увеличением оксидов кальция

2.4.5 Определение НДТ обращения с золошлаками

В соответствии с государственной природоохранной политикой, российским и мировым опытом, наилучшим методом удаления золошлаков на угольных ТЭС является их утилизация (полезное применение для производства продукции, выполнения работ, оказания услуг). В настоящее время разработано и практически применяется значительное количество методов и технологий утилизации золошлаков, представляющих собой, главным образом, замену природного сырья и материалов. Общие условия производства золошлаковых продуктов (ЗШП) в РФ установлены ГОСТ 25818-2017 «Золы-уноса тепловых электростанций для бетонов. Технические условия» и ГОСТ 25592-2019 «Смеси золошлаковые тепловых электростанций для бетонов. Технические условия».

В качестве наиболее массовых применений золошлаков можно отметить:

- ликвидацию горных выработок;
- ландшафтное строительство, общестроительные работы, устройство насыпей, обратную засыпку траншей и т.п.;
- производство цемента;
- производство бетонных изделий и смесей, причем как облегченных бетонных изделий (газопенобетон, ячеистый бетон), так и тяжелых бетонов, применяемых при строительстве особо ответственных и сложных сооружений – тоннелей, плотин, аэродромных сооружений, автодорог и т.д.;
- производство кирпича;
- улучшение качества почв;
- фильтрующий материал для очистки сточных вод;
- изолирующий материал на полигонах ТКО и других отходов;
- применение в дорожном строительстве для устройства дорожных оснований и дорожных одежд.

Кроме того, отдельные фракции золошлаков могут применяться для создания:

- микросферы – для производства красок и высококачественных теплоизоляционных материалов;
- магнитной фракции – в металлургии;
- алюмосиликатной фракции в качестве сырья в алюминиевой промышленности и т.д.

В большинстве случаев технологии утилизации золошлаков и требования к золошлакам для применения данных технологий описаны в нормативно-технической документации (ГОСТ, ТУ, строительных правилах и т.п.).

В то же время, несмотря на столь широкую область применения золошлаков, практическая возможность и целесообразность мероприятий, направленных на утилизацию золошлаков конкретных ТЭС с определенной целью, обосновано рядом факторов:

- составом и свойствами золошлаков, в том числе зависящими от применяемой технологии сжигания, и их соответствием требованиям технических регламентов (ГОСТ, ТУ), согласованных с потенциальными потребителями;
- доступностью и стоимостью природных материалов, которые могут быть заменены золошлаками;
- наличием надежных потенциальных потребителей золошлаков,

заинтересованных экономически, что определяется соотношением цен на золошлаки и затрат на их транспортировку, и стоимости материалов, замещаемых золошлаками;

- экономической целесообразностью применения технологий обработки золошлаков (грануляции, сепарации, фракционирования и т.п.) для ТЭС с целью доведения их до уровня требований технических регламентов (ГОСТ, ТУ).

Применение на ТЭС технологий, направленных на организацию сбыта золошлаков сторонним потребителям, может быть рекомендовано только в случае гарантированного сбыта всех или основной части образующихся золошлаков и должно определяться на основании результатов ТЭО при сравнении с затратами на золошлакоудаление на отвалы, включая затраты на строительство, эксплуатацию и рекультивацию золошлакохранилищ, платежи за размещение отходов. Поскольку в России отсутствует масштабный рынок золошлаков с высоким спросом, для ТЭС, как правило, невыгодно внедрение оборудования, предназначенного для сбора и отгрузки или предпродажной подготовки золошлаков.

Появление золошлаковых продуктов соответствующего качества вкупе с утверждением Правительством РФ «Комплексного плана по повышению объемов утилизации золошлаковых отходов V класса опасности» (распоряжение Правительства РФ № 1557-р от 15.06.22), разрабатываемыми мерами государственного регулирования, направленными на стимулирование производителей и потенциальных потребителей золошлаков к их утилизации, приведет к развитию рынка золошлаковых продуктов в России и росту экономической эффективности внедрения оборудования, предназначенного для сбора и отгрузки или предпродажной подготовки золошлаков на угольных ТЭС [36, 42, 53, 54].

При идентификации НДТ внутренней и внешней транспортировки и хранения золошлаков необходимо учитывать следующее.

1. Гидравлические системы обладают рядом преимуществ по сравнению с другими видами золошлакоудаления:

- являются традиционным, наиболее распространенным и отработанным на российских ТЭС видом систем ЗШУ;
- накоплен значительный опыт их создания и эксплуатации, имеется широкий рынок оборудования для систем ГЗУ;
- обеспечивают возможность надежного непрерывного удаления большого количества ЗШО на значительные расстояния (до нескольких десятков километров);
- обеспечивают механизацию процессов транспортирования и укладки ЗШО в отвалы;
- используют сравнительно простое и надежное оборудование;
- в оборотных системах ГЗУ могут быть утилизированы производственные сточные воды (без очистки или после очистки), очищенные и обеззараженные хозяйственно-бытовые сточные воды. Учитывая, что требования к подпиточной воде для систем ГЗУ минимальны, это позволяет существенно снизить общие затраты ТЭС на водоотведение. Необходимо отметить, что золошлаки являются эффективным абсорбентом и иногда применяются на очистных сооружениях в качестве фильтрующего материала.

Основные недостатки систем ГЗУ:

- ГЗУ имеют ограничения по транспортировке золошлаков с высоким содержанием кальция и других растворимых соединений, образующихся при

сжигании, прежде всего, бурых углей. При транспортировке таких золошлаков происходит интенсивное образование твердых минеральных отложений в трубопроводах системы ГЗУ, что требует либо замены, либо очистки трубопроводов. Очистка пульпопроводов и трубопроводов осветленной воды может осуществляться механически или горячей водой;

- ГЗУ плохо приспособлены к плавному регулированию производительности в зависимости от массы транспортируемых золошлаков – из-за необходимости поддерживать минимально допустимую скорость потока в трубопроводах во избежание оседания золошлаков. В связи с этим возможны неоправданно высокие удельные энергозатраты на гидротранспорт золошлаков. Ступенчатое регулирование возможно только включением и отключением отдельных золошлакопроводов;

- в системах ГЗУ происходит безвозвратное потребление воды на испарение с поверхностей открытых отстойных прудов, заполнение пор золошлаков, компенсацию дренажных потерь. Это требует подпитки систем водой. Однако использование для этих целей сточных вод снижает значимость этой проблемы;

- необходимость принятия специальных мер по предотвращению пыления ЗШХ и загрязнения грунтовых вод, которые могут быть достаточно высокзатратными;

- системы ГЗУ должны быть замкнутыми оборотными. При контакте с золошлаками вода систем ГЗУ загрязняется растворимыми веществами, очистка от которых практически невозможна. При действующей системе экологического нормирования выпусков сточных вод маловероятно получение разрешения на сброс сточных вод из системы ГЗУ в водные объекты;

- снижение потребительских свойств золы при взаимодействии с водной средой и, как следствие, сокращение возможных областей полезного использования;

- изъятие из рационального землепользования значительных площадей для размещения ЗШХ и трубопроводов внешнего ЗШУ;

2. Гидравлические золошлакошранилища, как правило, относятся к опасным промышленным объектам, что требует реализации определенных мер по повышению их промышленной безопасности. Системы пневмозолоудаления (ПЗУ) имеют следующие преимущества:

- неизменность свойств золы при ее сборе, транспортировании, временном хранении и отгрузке, что может быть важным при ориентации систем золошлакоудаления на утилизацию золошлаков;

- относительно небольшое потребление воды (для предотвращения пыления при транспортировке и укладке на сухих ЗШХ) – для этих целей возможно контролируемое использование производственных сточных вод с учетом их влияния на потребительские свойства ЗШП;

- возможность достижения более высокой плотности укладки золошлаков на ЗШХ при применении специальной технологии укладки (до 40% выше, чем при гидронамыве), что способствует снижению площади земель под ЗШХ;

- возможность организации сбора сухой золы по фракциям (от разных полей электрофильтров) в зависимости от потребительского спроса;

- широкий диапазон регулирования производительности установок пневмотранспорта золы и возможность снижения общих энергозатрат на ЗШУ по сравнению с ГЗШУ в 2-2,5 раза [42];

- технологическая гибкость и адаптируемость к изменяющимся требованиям и техническим условиям на поставку золы потребителям без значительных инвестиций.

Основные недостатки систем ПЗУ:

- относительно невысокий опыт применения в российской энергетике;
- невозможность транспортирования золы на расстояние более 3 км без промежуточных станций перекачки;
- возможность пыления и необходимость применения специальных мер по его предотвращению;
- укладка сухих золошлаков в ЗШХ с большей плотностью требует применения специальной техники и сооружений, дополнительных затрат.

В любом случае целесообразность применения схем золошлакоудаления, ориентированных на передачу золошлаков сторонним организациям, может быть определена на основании результатов технико-экономической оценки использования таких технологий, учитывающей как сокращение расходов ТЭС на золошлакоудаление и получение дополнительных доходов от реализации золошлаков, так и снижение объемов размещаемых отходов и улучшение экологической обстановки в регионе. При этом фактор объема размещаемых отходов на золошлакохранилищах (ЗШХ) является в настоящее время критическим для многих угольных российских ТЭС в связи с фактическим исчерпанием проектной мощности ЗШХ и необходимостью либо строить новые секции или новые ЗШХ, что дорого, либо останавливать ТЭС со всеми вытекающими последствиями.

2.5 НДТ сжигания твердого топлива

2.5.1 НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива

НДТ 2.1 Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации.

Эффективность очистки воздуха 70–90%.

НДТ 2.2 Использование погрузочно-разгрузочного оборудования и приспособлений, которые минимизируют высоту падения топлива.

НДТ 2.3 Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте.

НДТ 2.4 Использование на открытых складах твердого топлива ветрозащитных сооружений. Конструкция сооружений зависит от местных условий: площади склада, преимущественных направлений и силы ветров, окружающего ландшафта, зданий, сооружений.

НДТ 2.5 Применение гидроуборки помещений топливоподдачи с применением осветленной воды систем ГЗУ или оборотных систем водоснабжения топливоподдачи.

НДТ 2.6 Применение пневмовакуумной уборки помещений топливоподдачи.

НДТ 2.7 Уплотнение или герметизация поверхностного слоя штабелей твердого топлива на складах при его долгосрочном хранении, чтобы предотвратить поступление в атмосферу загрязняющих веществ и потерь топлива, вызванных окислением угля кислородом воздуха.

НДТ 2.8 Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки.

НДТ 2.9 Транспортировка топлива по закрытым галереям с системой аспирации.

НДТ 2.10 Устройство гидроизолирующего покрытия основания угольных складов.

НДТ 2.11 Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата.

НДТ 2.12 Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов.

НДТ 2.13 Организация входного контроля качества поставляемого угля.

НДТ 2.14 Усреднение и смешивание углей.

НДТ 2.15 Предварительная сушка топлива.

2.5.2 НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива

НДТ снижения выбросов ЗВ при сжигании твердого топлива (возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий):

НДТ снижения выбросов золы твердого топлива:

НДТ 2.16 Мокрые скрубберы с трубой Вентури (при эффективности не менее 97% для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- и среднезольных углей).

НДТ 2.17 Эмульгаторы (при эффективности не менее 98% для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- и среднезольных углей).

НДТ 2.18 Электрофильтры (при эффективности не менее 99,5%).

НДТ 2.19 Рукавные фильтры (при эффективности не менее 99,8%).

НДТ 2.20 Двухступенчатые золоуловители.

НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании твердого топлива:

НДТ 2.21 Режимно-наладочные методы:

НДТ 2.21.1 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 2.21.2 Умеренный контролируемый недожог.

НДТ 2.21.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 2.22 Технологические методы, требующие изменения конструкции:

НДТ 2.22.1 Рециркуляция дымовых газов.

НДТ 2.22.2 Малоэмиссионная горелка.

НДТ 2.22.3 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 2.22.4 Трехступенчатое сжигание.

НДТ 2.22.5 Концентрическое сжигание.

НДТ 2.22.6 Перевод топki котла с ЖШУ на ТШУ.

НДТ 2.22.7 Сжигание пыли высокой концентрации.

НДТ 2.22.8 Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов.

НДТ 2.22.9 Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы.

НДТ 2.22.10 Горелочные устройства с применением пристенного дутья.

НДТ 2.22.11 Плазмотроны.

НДТ 2.22.12 Безмазутный розжиг с применением электро-ионизационных воспламенителей (УВЭИ).

НДТ 2.22.13 Низкотемпературное вихревое сжигание (НТВ-технология).

НДТ 2.23 Азотоочистка газов:

НДТ 2.23.1 Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота.

НДТ 2.24 Снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании твердого топлива:

НДТ 2.24.1 Использование топлива с низким содержанием серы.

НДТ 2.24.2 Использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному способу.

НДТ 2.24.3 Использование упрощенной мокро-сухой сероочистки.

НДТ 2.24.4 Использование аммиачно-сульфатной технологии сероочистки.

2.5.3 НДТ обращения с золошлаками

Схемы и конструкции систем золошлакоудаления, применяемые на российских ТЭС, разнообразны. Выбор оптимальной схемы и состава технологического оборудования для конкретной ТЭС осуществляется с учетом многих факторов:

- климатические характеристики участка размещения ТЭС;
- характеристики рельефа, доступность и удаленность земельных участков для размещения сооружений и оборудования;
- физические и химические свойства золошлаков, образующихся на ТЭС, их пригодность для различных областей применения;
- доступность воды для подпитки систем ГЗУ;
- рынок потенциальных потребителей золошлаков;
- местные экологические условия, требования и ограничения.

Наилучшая система золошлакоудаления для конкретной ТЭС должна определяться с учетом местных условий, по результатам анализа различных вариантов схем и применяемого оборудования.

Практический российский и мировой опыт показывает, что наилучшим методом обращения с золошлаками является их утилизация, то есть полезное применение для производства продукции, выполнения работ или оказания услуг. Утилизация золошлаков для собственных нужд ТЭС может носить только эпизодический характер, например, при строительстве гидросооружений, устройстве технологических дорог, ликвидации нарушенных земель и горных выработок. Поэтому меры, направленные на утилизацию золошлаков в существенных объемах, реализуемые на ТЭС (организация сбора, хранения, отгрузки, обработки или предпродажной подготовки), в первую очередь, должны быть ориентированы на сбыт золошлаков сторонним организациям.

Внедрение технологий, ориентированных на экономически целесообразный сбыт золошлаков сторонним потребителям, как с точки зрения сокращения расходов ТЭС на золошлакоудаление и получение дополнительных доходов от реализации золошлаков, так и с точки зрения снижения объемов размещаемых отходов и улучшения экологической обстановки в регионе, могут быть признаны НДТ.

Следующие технологии обращения с золошлаками могут быть признаны общими НДТ для угольных ТЭС. При повторном использовании золошлаков

необходимо соблюдать требования по экологической безопасности, оформление лицензии или заключения ГЭЭ.

НДТ 2.25 Для новых и действующих ТЭС, сжигающих твердые виды топлива, НДТ являются обратные гидравлические, а также пневмогидравлические, механические (автотранспортные, конвейерные), пневматические и смешанные системы внутреннего и внешнего золоудаления и обратные гидравлические системы шлакоудаления, с сухими или гидравлическими сооружениями для накопления, хранения и захоронения золошлаков.

НДТ 2.26 При наличии внешних потребителей материалов на основе золошлаков и экономической целесообразности НДТ является изменение вида системы ЗШУ (например, переход от гидротранспорта к пневмотранспорту или автотранспорту золошлаков), дополнение систем золошлакоудаления технологическими участками, оборудованием для сбора, обработки и отгрузки золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям. НДТ могут быть любые технологии, направленные на обеспечение сбора, накопления, обработки, подготовки и отгрузки сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси или отдельных фракций золошлаков с целью их последующей утилизации на ТЭС или внешними потребителями. Для реализации проектов реконструкции системы ЗШУ может потребоваться государственная экологическая экспертиза проектных материалов и (или) получение лицензии на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I–IV классов опасности.

НДТ 2.27 Применение материалов на основе сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси по следующим направлениям:

- ликвидация горных выработок и рекультивация нарушенных земель;
- ландшафтное строительство, общестроительные работы, устройство насыпей, обратная засыпка траншей и т.п.;
- производство цемента;
- производство бетонных изделий и смесей, причем как облегченных бетонных изделий (газопенобетон, ячеистый бетон), так и тяжелых бетонов, применяемых при строительстве особо ответственных и сложных сооружений – тоннелей, плотин, аэродромных сооружений, автодорог и т.д.;
- производство кирпича;
- улучшение качества почв;
- фильтрующий материал для очистки сточных вод;
- изолирующий материал на полигонах ТКО и других отходов;
- применение в дорожном строительстве для устройства дорожных оснований и дорожных одежд.

Для деятельности по утилизации ЗШО может потребоваться наличие лицензии на деятельность по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию, размещению отходов I–IV классов опасности.

2.6 Экономические аспекты реализации НДТ

Анализ экономических аспектов реализации НДТ проводится с применением ГОСТ Р 113.38-2-2019 «Методические рекомендации по оценке затрат предприятий электроэнергетики по снижению выбросов загрязняющих веществ для достижения

ими технологических показателей наилучших доступных технологий». Данный стандарт распространяется на деятельность по производству электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях (ТЭС), отнесенных к I категории предприятий, то есть к предприятиям, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду.

Методические рекомендации, изложенные в ГОСТ Р 113.38-2-2019, предназначены для оценки затрат на снижение выбросов загрязняющих веществ (оксиды азота NO_x , диоксид серы SO_2 , зола твердого топлива) до установленных технологических показателей для газовых и угольных ТЭС.

Основными критериями для выбора НДТ являются:

- требуемая степень снижения выбросов ЗВ (ΔC_i);
- сроки реализации мероприятий или внедрения технологий (данный критерий характеризует период простоя действующего оборудования);
- капитальные и эксплуатационные затраты на реализацию.

При сжигании твердого топлива, в зависимости от необходимой степени снижения выбросов оксидов азота, выбор наилучших доступных и перспективных технологий для снижения выбросов ЗВ рекомендуется производить из перечней, представленных в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Перечень рекомендуемых наилучших доступных и перспективных технологий для снижения выбросов оксидов азота при сжигании твердого топлива

Необходимая степень очистки, %	Рекомендуемые технологии
$\Delta C_i \leq 30$	1. Контролируемое снижение избытка воздуха. 2. Нестехиометрическое сжигание. 3. Двухступенчатое сжигание с реконструкцией или без. 4. Концентрическое сжигание
$30 < \Delta C_i \leq 50$	1. Двухступенчатое сжигание с реконструкцией или без. 2. Упрощенное трехступенчатое сжигание. 3. Малоэмиссионные горелки. 4. СНКВ
$50 < \Delta C_i \leq 70$	1. Малоэмиссионные горелки. 2. Трехступенчатое сжигание. 3. Нестехиометрическое сжигание + СНКВ
$\Delta C_i > 70$	1. Малоэмиссионные горелки. 2. Малоэмиссионные горелки + СНКВ

При анализе экономических аспектов выбора мероприятий по сокращению выбросов оксидов азота на ТЭС технологические (внутритопочные) методы подавления оксидов азота были ранжированы (определены приоритеты) с учетом вида топлива, минимизации затрат и требуемого снижения фактической концентрации в следующем порядке:

- установка малоэмиссионных горелок в существующие амбразуры без изменения поверхностей нагрева под давлением;

- двухступенчатый ввод воздуха (только для котлов ДКД);
- концентрическое сжигание (для котлов, сжигающих бурые угли или высокореакционные каменные угли и оборудованных тангенциальными топками);
- трехступенчатое сжигание, предпочтительно с использованием природного газа, для создания восстановительной среды выше зоны активного горения;
- комбинированный метод, включающий 2 или 3 из перечисленных выше технологических методов.

Проверенные на большом числе угольных котлов первичные методы (ПМ) отличаются как эффективностью, так и затратами при их реализации на действующих котлах. В таблицах 2.14 и 2.15 приведены данные по эффективности как отдельных, так и комбинации первичных методов.

Таблица 2.14 – Эффективность отдельных ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x , %		Время, необходимое для внедрения мероприятия, годы*	
	min	max	min	max
Рециркуляция дымовых газов	10	20	1,0	2,0
Двухступенчатое сжигание	20	45	1,5	2,0
Трехступенчатое сжигание (reburning)	25	50	2,5	3,0
Малоэмиссионные горелки	30	40	1,5	2,5

*) Включая проектирование, изготовление и монтаж.

Таблица 2.15 – Эффективность комбинации ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x , %		Время, необходимое для внедрения мероприятия, годы*)	
	min	max	min	max
Малоэмиссионные горелки и ступенчатый ввод воздуха	45	75	1,5	2,5
Малоэмиссионные горелки и рециркуляция дымовых газов	40	50	1,5	2,5
Малоэмиссионные горелки, двухступенчатое сжигание и рециркуляция дымовых газов	50	80	2,0	3,0
Малоэмиссионные горелки, двухступенчатый ввод воздуха и трехступенчатое сжигание	50	80	2,0	3,5

*) Включая проектирование, изготовление и монтаж.

Результаты отечественных работ по внедрению методов подавления NO_x на котлах российских котлостроительных заводов практически полностью укладываются в диапазон эффективности ПМ, приведенный в таблицах 2.14 и 2.15.

При сжигании твердого топлива, в зависимости от необходимой степени снижения выбросов золы, выбор наилучших доступных и перспективных технологий рекомендуется производить из перечней, представленных в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Перечень рекомендуемых наилучших доступных и перспективных технологий для снижения выбросов золы при сжигании твердого топлива

Необходимая степень очистки, %	Рекомендуемые технологии
$\Delta Ci \leq 10$	1. Ремонт и наладка ЗУ
$10 < \Delta Ci \leq 30$	1. Для батарейных циклонов: - замена на эмульгатор/скруббер. 2. Для скрубберов/эмульгаторов: - установка эмульгатора в корпусе скруббера; - модернизация эмульгатора. 3. Для электрофильтров: - оптимизация работы (влажностное или химическое кондиционирование); - модернизация ЭФ (установка современных электродов и вспомогательного оборудования)
$\Delta Ci > 30$	1. Для батарейных циклонов: - замена на эмульгатор, рукавный фильтр или ЭФ. 2. Для скрубберов/эмульгаторов: - замена скруббера на эмульгатор; - замена на рукавный фильтр или ЭФ 3. Для электрофильтров: - модернизация ЭФ (увеличение количества полей, увеличение высоты электрофильтра); - установка современных ЭФ или РФ

Обобщенные данные показатели ЗУ различных типов представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Эффективность отдельных мероприятий улавливания твердых частиц, и время, необходимое на их реализацию с использованием действующих угольных котлов

Технология	Степень улавливания твердых частиц, %	Время, необходимое для внедрения мероприятия, мес.*	
		min	max
Электрофильтры	не < 99,50	12	18
Эмульгаторы	не < 98%	10	16
Мокрые скруббера Вентури	не < 97%	10	16
Рукавные фильтры	Не менее 99,8%	12	18

* Включая проектирование и монтаж оборудования.

В качестве основной технологии снижения выбросов SO_x предлагается использовать перевод котлов на сжигание топлива с меньшим содержанием серы, перевод котлов с жидкого и твердого топлива на природный газ и мокрые золоуловители (при их наличии) с использованием щелочных свойств золы или двойного щелочного способа.

При окончательном выборе наилучших доступных или перспективных технологий для снижения выбросов ЗВ в энергетических установках необходимо учитывать:

- конструктивные особенности котельной установки, включая установленное пыле-, газоочистное оборудование;
- возможность уменьшения капитальных затрат за счет применения очистного оборудования для снижения выбросов сразу нескольких ЗВ (например, в мокрых скрубберах можно не только улавливать летучую золу, но и за счет использования щелочных свойств золы и раствора гашеной извести снижать выбросы SO_2);
- возможность внедрения нескольких НДТ на одной энергетической установке без снижения надежности и эффективности ее работы (например, мокрая сероочистка перед рукавным фильтром не может быть внедрена на одной энергетической установке без снижения ее надежности).

2.7 Определение технологических показателей выбросов маркерных загрязняющих веществ для угольных КТЭУ

ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования» был введен в действие с 01.01.1997 и устанавливал нормативы удельных выбросов (НУВ) в атмосферу твердых частиц, оксидов серы и азота, а также монооксида углерода для вновь вводимых и реконструируемых котельных установок, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо отдельно и в комбинации (вводимых на ТЭС до 31.12.2000 и после 01.01.2001). При этом нормативы удельных выбросов были также обязательны для разработчиков проектной документации и изготовителей соответствующего оборудования.

Однако с принятием в 2002 году Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании» все стандарты из статуса обязательных были переведены в статус рекомендательных документов для «добровольного использования». Предложенные в ИТС 38-2017 в качестве альтернативы технологические показатели выбросов маркерных ЗВ для топливосжигающих установок ТЭС мощностью от 50 МВт и выше, ввиду их несоответствия целям российской природоохранной политики, ранее не были утверждены приказом Минприроды, как того требовало российское законодательство (219-ФЗ, ПП РФ от 13.02.2019 № 149).

При определении технологических показателей выбросов маркерных загрязняющих веществ (ЗВ) в данной актуализированной редакции ИТС в соответствии с поручениями Президента РФ и Правительства РФ принималось во внимание, что технологические показатели:

- 1) должны быть ниже, чем в ИТС 38-2017;
- 2) должны приближаться к нормативам ГОСТ Р 50831-95;

3) степень приближения к ГОСТ должна:

- обеспечиваться наличием серийных НДТ, по возможности локализованных;
- обеспечиваться техническими возможностями внедрения НДТ на действующих российских ТЭС;
- быть экономически обоснованной и целесообразной.

В этой связи определение технологических показателей выбросов маркерных ЗВ потребовало ранжирование оборудования по следующим критериям:

- по срокам ввода в эксплуатацию;
- по категориям: старое (ввод в эксплуатацию до 31.12.2000), модернизированное (реконструированное) (ввод в эксплуатацию с 01.01.2001 по 31.12.2025), новое (ввод в эксплуатацию с 01.01.2026);
- по тепловой мощности.

Кроме того, технологические показатели выбросов диоксида серы и золы твердого топлива должны быть установлены с учетом состава (сернистости и зольности) углей, как это сделано в ГОСТ Р 50831-95.

В ИТС 38-2017 все оборудование по срокам ввода в эксплуатацию разделено на три «возрастные» группы: «по 31.12.1981», «с 01.01.1982 и введенные «по 31.12.2000» и «с 01.01.2001», что соответствовало научно-техническим концепциям, принятым при проектировании этих возрастных групп котлов. Этим группам по возрасту соответствуют примерно 70%, 20% и 10% действующего в настоящее время на ТЭС оборудования.

В свою очередь, в ГОСТ Р 50831-95 ранжирование оборудования производится по срокам ввода в эксплуатацию на два периода: «до 31.12.2000» и «после 31.12.2000».

Кроме того, анализ оборудования показал, что технологические показатели выбросов всех маркерных загрязняющих веществ в ИТС 38-2017 для первых двух «возрастных групп» оборудования достаточно близки и реально могут быть улучшены за счет оптимизации работы котлов и внедрения известных малозатратных и быстро реализуемых воздухоохраных мероприятий.

С учетом этих особенностей было принято решение по уровню технологических показателей выбросов ЗВ разделить КТЭУ на три группы по срокам ввода в эксплуатацию:

- до 31.12.2000 (старые КТЭУ со сроком эксплуатации от 20 до 70 лет, на которых технологические показатели выбросов ЗВ могут быть улучшены за счет, в основном, относительно малозатратных мероприятий по ремонту или модернизации основного оборудования, а также ремонту, модернизации или замены золоуловителей);
- с 01.01.2001 по 31.12.2025 (котлы, разработанные и внедренные без учета современных воздухоохраных технологий, но которые превосходят технологические показатели ИТС 38-2017 и максимально приближены к нормативам удельных выбросов ГОСТ Р 50831-95);
- с 01.01.2026 (новые современные КТЭУ, ввод которых в эксплуатацию невозможен без безусловного выполнения требований ГОСТ Р 50831-95 для всех маркерных ЗВ, включая диоксид серы).

Значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ

устанавливаются для действующих КТЭУ в зависимости от срока ввода оборудования в эксплуатацию. Под «**оборудованием**» понимается: «**котел**» или «**ГТУ**» для технологических показателей выбросов SO_2 (в случае отсутствия сероочистки), NO_x и CO ; «**золоуловитель**» для технологических показателей выбросов золы твердого топлива и «**установка сероочистки**» (при наличии) для технологических показателей выбросов диоксида серы. Для двухкорпусных котлов в составе дубль-блоков технологические показатели выбросов маркерных ЗВ устанавливаются на каждый отдельный корпус.

Для первой возрастной группы оборудования технологические показатели устанавливались в соответствии с предложенной и принятой ТРГ 38 методологией (см. п. 2.2). При обработке результатов анкетирования этой группы не учитывались КТЭУ, выбросы маркерных ЗВ которых превышали соответствующие технологические показатели выбросов в ИТС 38-2017.

Введение более строгих ограничений для КТЭУ данной группы нецелесообразно по следующим соображениям:

- имеются технические ограничения (отсутствие площади) для применения на этих КТЭУ новых средств ограничения выбросов;
- в связи с тем, что единственной наилучшей доступной мерой ограничения выбросов SO_2 для «старых» котлов признано применение топлива с низким содержанием серы, предельные значения технологических показателей по выбросам SO_2 принимаются равными расчетным значениям удельных выбросов SO_2 с учетом приведенной сернистости топлива;
- многие КТЭУ в обозримом будущем будут выведены из эксплуатации или реконструированы в связи с относительно низкими показателями энергоэффективности, надежности, промышленной безопасности или экономической рентабельности.

Для второй возрастной группы, наряду с методологией определения технологических показателей, учитывались наличие и возможность внедрения серийных (в первую очередь, локализованных) НДТ для максимального приближения технологических показателей выбросов к требованиям ГОСТ Р 50831-95. На данных КТЭУ, в частности, должны быть реализованы НДТ по снижению выбросов диоксида серы.

Третья возрастная группа предполагает новые современные КТЭУ, выбросы ЗВ из которых не превышают технологические показатели ГОСТ Р 50831-95.

Анализ результатов анкетирования КТЭУ показал, что фактические выбросы монооксида углерода CO для всех возрастных групп не превышают нормативов ГОСТ Р 50831-95. Поэтому они были приняты в качестве технологических показателей выбросов CO : 300 мг/м^3 при сжигании углей в топках с ЖШУ и 400 мг/м^3 – с ТЖУ.

Как было показано выше, выбросы диоксида серы и золы твердого топлива определяются только составом топлива и не зависят от мощности (паропроизводительности) КТЭУ. Выбросы CO определяются температурными условиями и локальными концентрациями кислорода в зоне активного горения и не зависят от входной тепловой мощности (паропроизводительности) КТЭУ.

За КТЭУ с входной тепловой мощностью более 500 МВт (паропроизводительностью более 670 т/ч) в качестве золоуловителей устанавливаются только электрофильтры или рукавные фильтры, которые заметно

ИТС 38–2022

эффективнее остальных типов ЗУ. В этой связи принято решение принять для этих мощных КТЭУ более жесткие технологические показатели выбросов золы твердого топлива.

Определенные таким образом значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ при сжигании твердых топлив приведены в таблицах 2.18 и 2.19, а также в Приложении Б.

Таблица 2.18 - Технологические показатели (ТП) выбросов диоксида серы и золы твердого топлива при сжигании углей, мг/м³

Источник	Ввод оборудования* в эксплуатацию					
	до 31.12.2000		с 01.01.2001 по 31.12.2025		с 01.01.2026	
	SO ₂ ^{1),2),4)}	Зола твердого топлива ⁴⁾	SO ₂ ^{1),2),4)}	Зола твердого топлива ⁴⁾	SO ₂ ^{1),2),4)}	Зола твердого топлива ⁴⁾
ИТС 38-2017	S ^p ≤1%: 3000–4000 S ^p >1%: 5800	900–1200	≤300МВт _{эл} :1400 >300 МВт _{эл} : 1200	200-250		
ГОСТ Р 50831-95	2000–3400	≤300МВт _{эл} : 150–500 >300 МВт _{эл} : 100–400	700–1400	≤300МВт _{эл} : 150–250 >300 МВт _{эл} : 50–150	700–1400	≤300МВт _{эл} : 150-250 >300 МВт _{эл} : 50-150
Проект ИТС 38-2022	S ^r ≤0,5%: 1400 S ^r >0,5%: 3000	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 500 МВт (паропроизводительностью менее 670 т/ч) при: A ^r < 10%: 600; 10 ≤ A ^r ≤ 20 %: 600-900 ³⁾ ; A ^r > 20%: 900. Для котлов с входной тепловой мощностью от 500 МВт и более (паропроизводительностью от 670 т/ч и более) при: A ^r < 30%: 250 A ^r ≥30%: 800	S ^r ≤0,5%: 700 S ^r >0,5%: 1400	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 500 МВт (паропроизводительностью менее 670 т/ч): 250 Для котлов с входной тепловой мощностью от 500 МВт и более (паропроизводительностью от 670 т/ч и более): 150	S ^r ≤0,5%: 700 S ^r >0,5%: 1400	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 300 МВт (паропроизводительностью менее 420 т/ч) при: A ^r < 10%: 150 10 ≤ A ^r ≤ 20 %: 150-250 ³⁾ ; A ^r > 20%: 250 Для котлов с входной тепловой мощностью от 300 МВт и более (паропроизводительностью от 420 т/ч и более) при: A ^r < 10%: 50 10 ≤ A ^r ≤ 20 %: 50-150 ³⁾ ; A ^r >20%: 150

* Под «оборудованием» понимается: «Золоуловитель» для технологических показателей выбросов золы твердого топлива и «Установка сероочистки» (при наличии) для технологических показателей выбросов диоксида серы;

¹⁾ при наличии за котельной установкой аппаратов сероочистки дымовых газов приведенные в таблице технологические показатели выбросов диоксида серы с учетом эффективности сероочистки умножаются на коэффициент: 0,6 – при применении мокро-сухой сероочистки; 0,3 – при применении мокрой сероочистки;

²⁾ для котельных установок, сжигающих угли с содержанием серы S_r более 1,0%, поставляемые с угледобывающих предприятий (угольных разрезов), расположенных в районе до 50 км от монопрофильных муниципальных образований в регионах Сибирского и Дальневосточного федеральных округов, допускается содержание диоксида серы не более 5800 мг/м³;

³⁾ технологические показатели выбросов золы твердого топлива принимаются путем интерполяции значений в указанных пределах зольности топлива, причем большие значения выбросов относятся к большим значениям зольности.

⁴⁾ для определения технологических показателей выбросов золы твердого топлива и диоксида серы принимаются максимальные значения соответственно содержания золы и серы для данного топлива.

Таблица 2.19 – Технологические показатели (ТП) выбросов оксидов азота NO_x и СО при сжигании углей, мг/м³

Источник	Ввод оборудования* в эксплуатацию					
	до 31.12.2000		с 01.01.2001 по 31.12.2025		с 01.01.2026	
	NO _x ¹⁾	СО	NO _x ¹⁾	СО	NO _x ¹⁾	СО
ИТС 38-2017	ТШУ: 1000–1400 ЖШУ: 1650	400	≤300 МВтэ: 640 >300 МВтэ: 570	400		
ГОСТ Р 50831-95	БУ: 320–370 КУ: 470–700	ТШУ: 400 ЖШУ: 300	БУ: 300 КУ: 470-640	ТШУ: 400 ЖШУ: 300	БУ: 300 КУ: 470–640	ТШУ: 400 ЖШУ: 300
Проект ИТС 22-2022	БУ(ТШУ/ЖШУ): 600/800 КУ(ТШУ/ЖШУ): 800/1000	ТШУ: 400 ЖШУ: 300	БУ(ТШУ/ЖШУ): 500/500 КУ(ТШУ/ЖШУ): 550/650	ТШУ: 400 ЖШУ: 300	БУ (ТШУ/ЖШУ): 300/300 КУ (ТШУ/ЖШУ): 470/640	ТШУ: 400 ЖШУ: 300

*Под «оборудованием» понимается: «Котел» для технологических показателей выбросов NO_x и СО;

¹⁾ азота оксид NO, азота диоксид NO₂, - сумарно в пересчете на азота диоксид.

Обозначения: БУ – бурые угли, включая обогащенные; КУ – каменные угли, антрацит; ТШУ – твердое шлакоудаление; ЖШУ – жидкое шлакоудаление.

2.8 Перспективные технологии

2.8.1 Суперсверхкритические параметры (ССКП) пара

Для дальнейшего повышения энергетической эффективности паротурбинных энергоблоков, которая ограничивается жаропрочностью стальных труб перлитного класса (для поверхностей нагрева котла и главных паропроводов) и металла роторов турбин (роторов ЦВД и ЦСД), необходимо повышение параметров свежего пара.

В настоящее время в мире насчитывается более сотни энергоблоков на ССКП (с давлением пара 24–30 МПа, температурой 580–650°C), построенных преимущественно в Китае, США, Германии, Дании, Японии с использованием конструктивных элементов из более дорогих аустенитных сталей [43].

В России в настоящее время нет эксплуатируемых блоков на ССКП, однако имеются проекты их создания, разработанные научными организациями совместно с заводами по производству котлов. Основные технические показатели одного из разрабатываемых вариантов представлены в таблице 2.20.

Т а б л и ц а 2.20 – Основные показатели проектируемого энергоблока 660 МВт

Параметр	Величина/размерность
Номинальная мощность	660 МВт
Давление перегретого пара	28 МПа
Температура перегретого пара/ Температура пара промперегрева	600/600°C
Диапазон регулирования без изменения состава оборудования	100–60%
Диапазон регулирования с подсветкой растопочным топливом	100–40%
КПД нетто	44,5–45,4%
Расход электроэнергии на собственные нужды	6%
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии	276 т.у.т/кВт·ч
Полный срок службы	не менее 40 лет
Расчетный ресурс оборудования	не менее 200 тыс. час
Концентрация NO _x в дымовых газах	200 мг/м ³
Концентрация SO _x в дымовых газах	200 мг/м ³
Концентрация летучей золы в дымовых газах	30 мг/м ³

Повышение цены на топливо для угольных ТЭС и прогресс в металлургии высоколегированных сталей обеспечили возможность повышения температуры острого пара и пара промежуточного перегрева до 600°C и более с сохранением достаточного уровня надежности и долговечности.

Как показал обзор зарубежных и отечественных тепловых схем на ССКП, стандартной для энергоблоков нового поколения стала начальная температура пара и/или температура промежуточного перегрева 580–600°C. Подавляющее большинство энергоблоков нового поколения рассчитано на начальное давление 24–

29 МПа при единичной мощности в диапазоне 600–1100 МВт. При этом создание блоков ССКП целесообразно только на наиболее «экологически грязном» твердом топливе. Эффективность сжигания природного газа может быть повышена другими методами, например, за счет применения схемы парогазовой установки (ПГУ).

2.8.2 Газификация твердого топлива

К перспективным технологиям в области подготовки твердого топлива на ТЭС можно отнести газификацию топлива, представляющую собой термохимический процесс взаимодействия топлива с газо- или парогазообразными реагентами, содержащими окислитель (обычно кислород), в целях получения горючих газов. Данный процесс близок к горению топлива, но при газификации частичное окисление топлива происходит при недостатке кислорода. При этом вся органическая масса топлива превращается в газ, а минеральная претерпевает некоторые изменения при температуре 900–1000°C и остается в твердом или жидком состоянии (в форме шлакового расплава) [44].

Газификация твердого топлива позволяет:

- получить газ – более экологически чистое энергетическое топливо, обеспечивающее снижение выбросов оксидов углерода при сжигании;
- значительно (до 50% и выше) увеличить энергетический КПД ТЭС включением в ее тепловую схему парогазовых установок, работающих на очищенном генераторном газе;
- использовать на ТЭС низкосортные топлива, по запасам которого Россия занимает первое место в мире.

При газификации твердого топлива зола практически не поступает в котел, при этом повышается надежность его работы. Кроме того, вяжущие свойства получаемой золы позволяют использовать ее в строительстве.

При газификации топлива в кипящем слое отпадает необходимость пылеприготовления, что упрощает подготовку топлива и позволяет организовывать очистку только генераторного газа, объем которого на порядок меньше, чем объем дымовых газов. Следовательно, газификация топлива позволяет получить как экологические, так и экономические преимущества.

Для крупных ТЭС газификация топлива может осуществляться под давлением, что позволит улучшить технико-экономические показатели процесса и использовать мощные парогазовые установки с включением в них расширительных газовых турбин (рисунок 2.41), приводящих в действие воздушные компрессоры, сжимающие воздух, направляемый на газификацию [39].

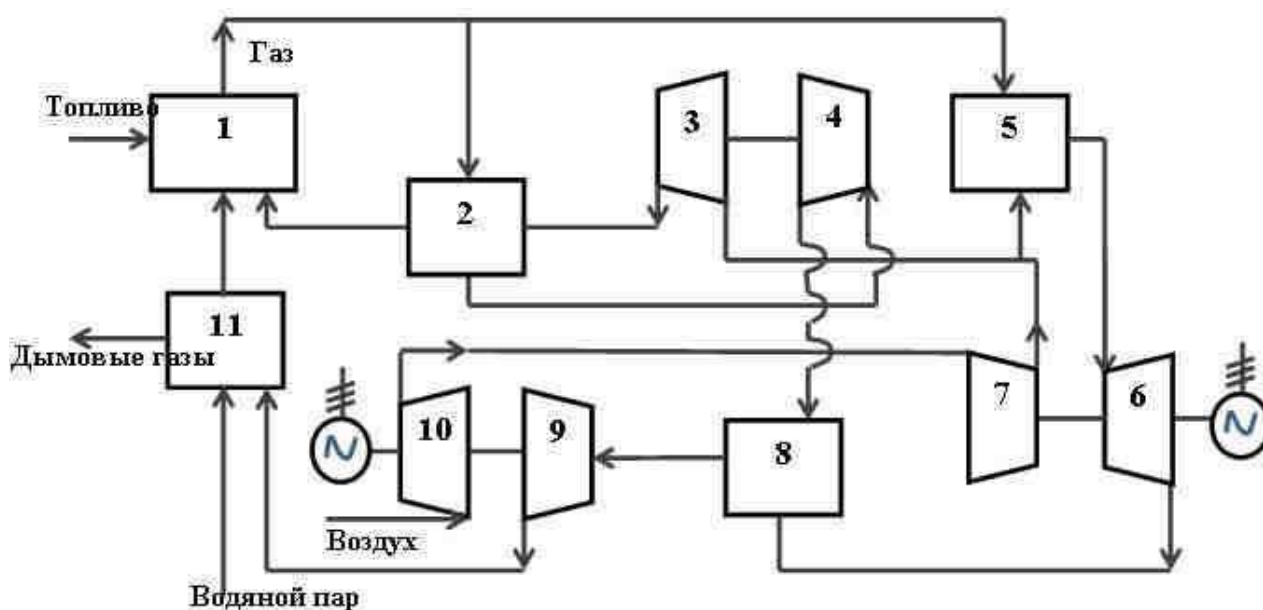


Рисунок 2.41 – Схема газотурбинной ТЭС с предварительной газификацией топлива и с расширительной турбиной:

1 – газификатор горнового типа; 2 – подогреватель; 3 – дожимающий компрессор; 4 – расширительная газовая турбина; 5 – камера сгорания высокого давления; 6 – газовая турбина высокого давления; 7 – компрессор высокого давления; 8 – камера сгорания низкого давления; 9 – газовая турбина низкого давления; 10 – компрессор низкого давления; 11 – газоохладитель

Для организации процессов газификации топлива на ТЭС необходимы газификаторы горнового типа, соответствующие по производительности крупным энергоблокам. Наиболее перспективны в настоящее время газификаторы с кипящим циркулирующим слоем под давлением 1–3 МПа. В этом случае для энергоблока, например, мощностью 500 МВт потребуется 2-3 газификатора, производительность которых составляет 50–100 т/ч по твердому топливу при интенсивности газификации до 10 т/(м²ч) по топливу. Подобные газификаторы построены и проходят испытания на электростанциях в США, странах Европы и Азии, в частности, в Китае.

Работы по внедрению внутрицикловой газификации ведутся и в России. Газификаторы с кипящим слоем разрабатываются в Институте горючих технологий (Москва), в Ленгипрогазе (Санкт-Петербург). В ОАО «ВТИ» разработан и прошел испытания газификатор горного типа, предназначенный для установки на угольных электростанциях.

Газификация осуществляется путем химических превращений содержащегося в угле углерода и водяных паров при высоких температурах с образованием смеси горючих газов (CO, H₂, CH₄). Необходимая для протекания реакций теплота выделяется за счет сжигания части угля. Содержащаяся в угле сера переходит в сероводород, который удаляется из генераторного газа с помощью промышленно освоенных и экономически эффективных процессов. В итоге газификации из угля получают чистый горючий газ и теплоту, которая может быть полезно утилизирована [39]. Принципиальные схемы ПГУ с газификацией угля показаны на рисунке 2.42.

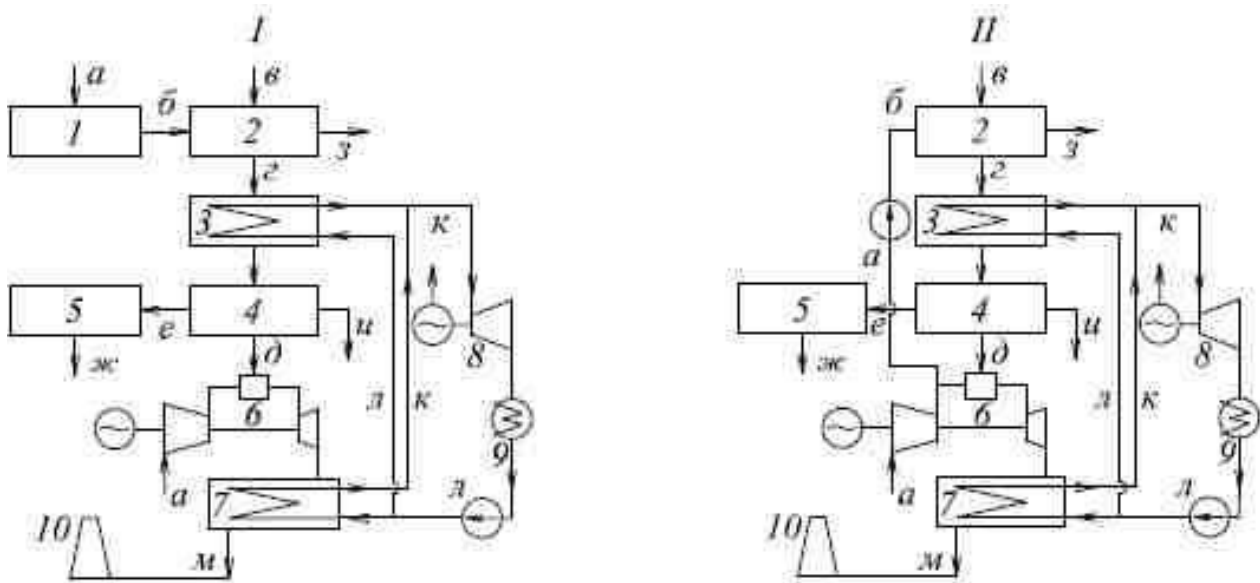


Рисунок 2.42 – Принципиальные схемы ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива:

I – кислородное дутье; *II* – воздушное дутье;

основные элементы схемы: 1 – кислородная станция; 2 – газификация; 3 – охлаждение сырого газа; 4 – очистка газа; 5 – выделение серы; 6 – ГТУ; 7 – котел–утилизатор; 8 – парогазовая турбина; 9 – конденсатор; 10 – дымовая труба; 11 – нагнетатель, повышающий давление воздуха;

материальные потоки: *а* – воздух; *б* – кислород; *в* – уголь; *г* – сырой газ; *д* – очищенный газ; *е* – сорбент; *ж* – сорбент; *з* – зола; *и* – пыль; *к* – пар; *л* – вода; *м* – уходящие газы

Кислород или сжатый воздух и пар подаются в реактор (газогенератор, газификатор), в который поступает также предварительно подготовленный уголь. В газификаторе осуществляется частичное окисление угля с образованием горючего (генераторного, синтетического) газа, содержащего в основном CO и H₂, а также (в зависимости от технологии) N₂, CO₂, H₂O и золу, которая выводится через шлюз. Генераторный газ очищается от остатков золы и соединений серы, после чего сжигается в камере сгорания ГТУ. Теплота отработавших в ГТУ газов, а также теплота, отводимая в процессах газификации и охлаждения генераторного газа, используется для выработки и перегрева пара, поступающего в паровую турбину и на газификацию.

Чистый генераторный газ, сжигаемый в камере сгорания ГТУ, выбросы оксидов серы в атмосферу практически отсутствуют.

Наиболее проработанными технологиями являются газификация угля в: а) насыпном слое; б) кипящем слое (КС); в) потоке. Газификатор с насыпным слоем требует применения угля определенной крупности, который не должен спекаться, чтобы обеспечить газопроницаемость слоя. Газификация в КС должна происходить при температуре ниже температуры точки размягчения золы.

Это требует увеличения времени пребывания частиц в зоне реакции и большего объема аппарата. При газификации угольной пыли в потоке окислителя нет особых требований к качеству угля. Вследствие высокой температуры газа на выходе из газификатора он свободен от смол и других конденсирующихся соединений.

Стоимость систем охлаждения и очистки генераторного газа составляет 15–20% общей стоимости ТЭС. По экспертным оценкам, применение мокрой очистки газов снижает КПД ПГУ на 1%. Охлаждение генераторного газа с 1400°C до 800°C путем рециркуляции охлажденного газа приводит к уменьшению КПД ПГУ примерно на 1%.

Считается возможным в газификаторах с КС, добавляя в слой сорбент, связывать в процессе газификации угля свыше 90% серы, а также улавливать при температурах 540...600°C частицы пыли и соединения щелочных металлов в одном устройстве.

Независимо от технологии газификации, примерно одинаковая часть энергии (высшей теплоты сгорания) угля переходит в горючий газ и теплоту – от 94,4% до 95,8%. Наибольшая степень преобразования химической энергии угля в теплоту сгорания генераторного газа достигается в газификаторе с насыпным слоем и низкой температурой газа на выходе.

2.8.3 Перспективные системы обращения с ЗШО на ТЭС

2.8.3.1 Полувлажная технология внутреннего шлакоудаления

Конструктивные решения таких систем относительно просты. Под всей холодной воронкой котла устанавливается лотковый, скребковый транспортер с водяной ванной. В системе применяются скребковые цепные конвейеры типа КЗМКО с погруженными скребками в термостойком исполнении для линий шлакоудаления с шириной короба до 1500 мм.

Для охлаждения шлака возможно использование стоков гидроуборки тракта топливоподачи. Решение позволяет утилизировать загрязненные стоки, улучшить баланс водопотребления и водоотведения, снизить нагрузку на очистные сооружения стоков гидроуборки. Расход воды составляет от 150 литров до 2,8 м³ на тонну шлака – в зависимости от конструктивных решений изготовителя. Шлак транспортируется лотковым транспортером в контейнеры для последующей погрузки на грузовик с целью перевозки на золоотвал. На отвале шлак укладывается влажным, поэтому дополнительное увлажнение не требуется.

Технология применима для небольших котлов при сжигании малозольных углей, т.е. с небольшими объемами образования шлака. В случае внедрения схемы полувлажного шлакоудаления большей производительности потребуются строительство промежуточного бункера, возможно, за пределами главного корпуса, с подачей шлака конвейером и с системой обезвоживания и возврата воды на повторное использование. Имеется опыт применения технологии на ряде зарубежных станций, энергоблоке № 1 Березовской ГРЭС.

2.8.3.2 Безводные технологии внутреннего шлакоудаления

На зарубежных ТЭС применяется промышленная технология безводного удаления шлака от котлов энергоблоков различной мощности – пневмомеханическое шлакоудаление (ПМШУ) [36].

Эта технология позволяет отгружать сухой шлак в крупно- или мелкодробленом виде, а также шлаковую пыль требуемого фракционного состава.

Производительность установок ПМШУ является регулируемой и составляет от 0,5 т до 50 т шлака в час. Технология ПМШУ применяется только на котлах с твердым шлакоудалением – для котлов с жидким шлакоудалением она не применима.

Разработчики технологии указывают в качестве основных преимуществ использования ПМШУ по сравнению с традиционными системами гидрошлакоудаления (ГШУ) на ТЭС:

- снижение себестоимости удаления шлака в 2 и более раза;
- повышение КПД котла не меньше, чем на 0,35–0,40%;
- относительно низкий уровень недожога в шлаке.

2.8.3.3 Гранулирование золошлаков

В ряде случаев целесообразно применение гранулирования золошлаков с рН водной вытяжки более 10 по экономическим и экологическим критериям, например, золошлаков Канско-Ачинского угольного бассейна [42]. Эти золошлаки отличаются относительно высоким содержанием оксида кальция, в результате чего они обладают свойством самостоятельного твердения после увлажнения. Технология грануляции включает сбор сухой золы и обезвоживание шлака, увлажнение золы водой или сточными водами (например, водоподготовительных установок) в смесителях, грануляцию золошлаков в тарельчатых или валковых грануляторах, предварительное твердение гранул на конвейере, промежуточное складирование, транспортировку их на хранение в гранулохранилище.

Зольные гранулы представляют собой, в основном, сферические частицы фракции 10–20 мм с прочностью на сжатие до 0,5 МПа через 1 час и 3,5–10 МПа через 28 суток хранения, насыпной плотностью 800–900 кг/м³, плотностью зольного камня 1330–1500 кг/м³. Способность выщелачивания снижается по сравнению с исходной золой в 8–10 раз.

Отмечаются следующие преимущества данной технологии ЗШУ:

- отсутствие пыления открытых гранулохранилищ без применения дополнительных мер пылеподавления;
- отсутствие загрязненных дренажных вод от гранулохранилищ;
- золошлаки в виде гранул сохраняют основные потребительские свойства, необходимые для их полезного применения.

Применение данной технологии рекомендуется для ТЭС с любым объемом выхода золошлаков с рН водной вытяжки более 10.

Технология была разработана и опробована в полупромышленных условиях специалистами УралОРГРЭС (г. Екатеринбург), УГТУ-УПИ (г. Екатеринбург), Ростовского отделения института «Теплоэлектропроект», Сибирского отделения Всероссийского научно-исследовательского института гидротехники (СибВНИИГ). В промышленных масштабах технология не применялась.

2.8.4 Аммиачно-сульфатная установка сероочистки

Установки сероочистки, сооруженные на Дорогобужской ТЭЦ и проработавшие с 1995 года по 2003 год, до перевода ТЭЦ на сжигание газа, являются примером применения отечественных разработок в области сероочистки дымовых газов [45–47]. Эффективность очистки дымовых газов при сжигании угля с приведенным

содержанием серы выше 0,045% кг/МДж составляла 98%. Продукт аммиачно-сульфатной сероочистки – сульфат аммония – успешно реализовывался как ценное азотное удобрение, принося Дорогобужской ТЭЦ дополнительный доход. Помимо этого, аммиачно-сульфатная технология позволяет снизить выбросы оксидов азота на 25–35%, а также уменьшить выбросы тонкой летучей золы.

На рисунке 2.43 представлен один из вариантов принципиальной схемы аммиачно-сульфатной установки сероочистки дымовых газов.

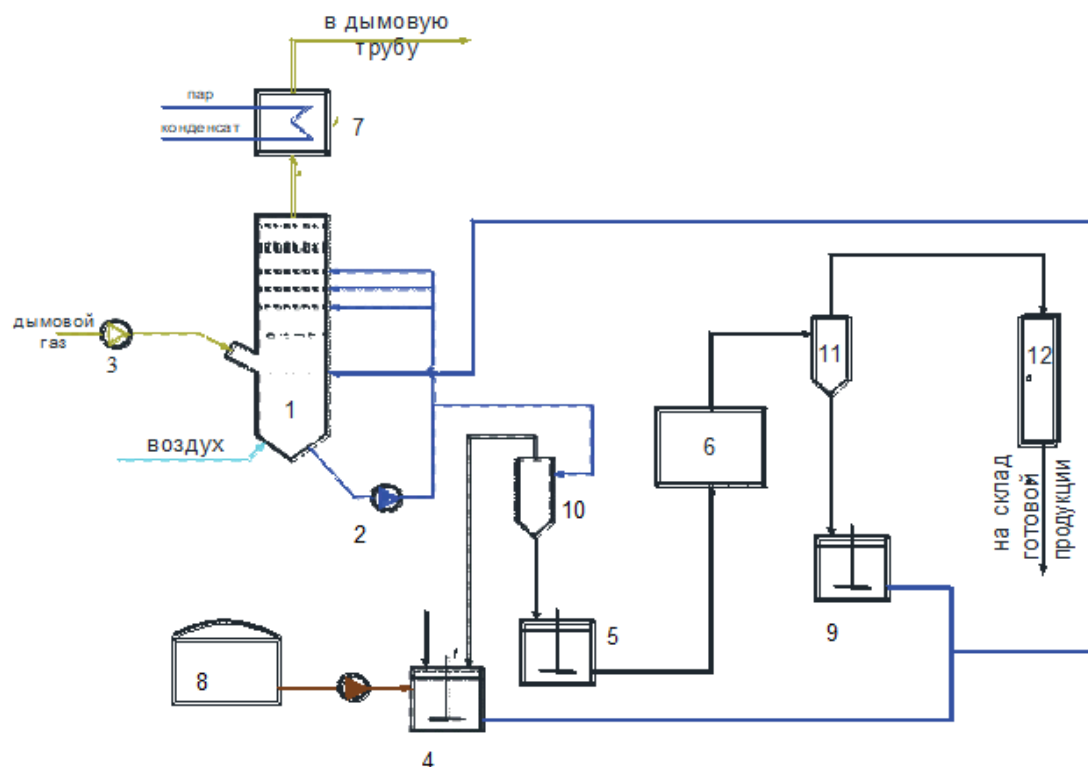


Рисунок 2.43 – Принципиальная технологическая схема установки аммиачно-сульфатной сероочистки:

1 – абсорбер; 2 – циркуляционный насос; 3 – нагнетатель; 4 – емкость нейтрализатор; 5 – напорная емкость; 6 – выпарной аппарат; 7 – подогреватель дымового газа; 8 – склад аммиака; 9 – емкость для маточного раствора; 10 – гидроциклон; 11 – центрифуга; 12 – сушильный барабан

По своему назначению оборудование установки аммиачно-сульфатной сероочистки [45] разделено на 2 основных технологических узла: узел очистки дымового газа и узел приготовления сульфата аммония.

Неочищенный дымовой газ нагнетателем (3) подается в абсорбер сероочистки (1), орошаемый раствором сульфит-бисульфит-сульфата аммония, где происходит улавливание диоксида серы из газа и частичное улавливание оксидов азота (на 25–35%). Затем очищенный дымовой газ подогревается и выбрасывается в атмосферу через дымовую трубу. Рабочий поглотительный раствор сульфит-бисульфит-сульфата аммония из нижней части абсорбера, в которую подается воздух для окисления непрореагировавшего сульфита аммония с образованием сульфата аммония, подается на три яруса орошения абсорбера с помощью циркуляционного насоса (2). Часть раствора отводится в гидроциклон (10), в котором раствор,

содержащий кристаллы сульфата аммония, отделяется от осветленного раствора сульфит-бисульфита аммония, и через напорную емкость (5) подается в выпарной аппарат (6), где происходит рост кристаллов сульфата аммония, а оттуда – в центрифугу (11), в которой кристаллы сульфата аммония отделяются от маточного раствора и поступают в сушильный барабан (12), на выходе из которого получается готовый продукт – кристаллический сульфат аммония.

Все технологическое оборудование такой сероочистки может быть изготовлено в России без закупки дорогостоящих узлов за границей. Разработанные технологические решения по применению технологии аммиачно-сульфатной сероочистки на энергетических котлах защищены патентами.

Основная цель технологии (таблица 2.21) – снижение концентрации диоксида серы в уходящих дымовых газах вплоть до 200 мг/м³ ниже. Данная технология позволяет наряду с оксидами серы снизить на 25–35% выброс оксидов азота и тонких частиц летучей золы. Побочный продукт сероочистки – сульфат аммония – является эффективным удобрением, обогащенным микроэлементами. Продажа сульфата аммония позволит сократить сроки окупаемости капитальных вложений в сероочистку, что особенно актуально для сжигания угля с содержанием серы выше 0,045% кг/МДж.

Таблица 2.21 – Основные показатели аммиачно-сульфатной сероочистки

Технологические показатели	Аммиачно-сульфатная сероочистка
Достижимая степень сероочистки, %	99,5 и более
Достижимая конечная концентрация SO ₂ , мг/м ³	100 и менее
Увеличение расхода энергии на собственные нужды, %	1,4–1,5
Качество получаемого продукта сероочистки	Удобрение – сульфат аммония, ГОСТ 9097-82
Удельные капитальные вложения, \$/кВт	35–65

2.8.5 Комбинированный золоуловитель для пылеугольных котлов, сжигающих экибастузские и кузнецкие угли

В России определенную сложность представляет очистка дымовых газов в электрофильтрах на крупных энергоблоках от твердых частиц до уровня перспективных требований (30–50 мг/м³) при сжигании углей с неблагоприятными электрофизическими свойствами золы, таких как экибастузский, кузнецкий, нерюнгринский. Особенно сложно улавливать наиболее вредные тонкодисперсные частицы размером менее 10 мкм.

Использование рукавных фильтров в целом решает указанную проблему, но связано со значительными эксплуатационными затратами и осложнено рисками в связи с отсутствием их локализации.

Современные золоуловители помимо высокой эффективности очистки газов (не менее 99,7%) должны удовлетворять следующим требованиям:

- возможность очистки больших объемов газов;
- компактность;

- умеренное гидравлическое сопротивление;
- обеспечение высокой эффективности очистки дымовых газов при изменениях объемного расхода, состава и параметров этих газов.

Для выполнения этих требований перспективной и коммерчески целесообразной является технология двухступенчатой сухой комбинированной очистки [48]. Она позволяет не только обеспечить очистку дымовых газов мощных угольных энергоблоков от летучей золы (включая частицы субмикронных размеров) до остаточной запыленности на уровне не более 30 мг/м^3 , но и дает возможность улавливания соединений тяжелых металлов, в первую очередь, ртути.

В основу технологии заложена идея объединения двух различных золоуловителей (электрофильтра и рукавного фильтра) в одно устройство с целью совмещения достоинств этих аппаратов (рисунок 2.44). Такое сочетание позволяет интенсифицировать процессы очистки на двух ступенях и сократить габариты оборудования.

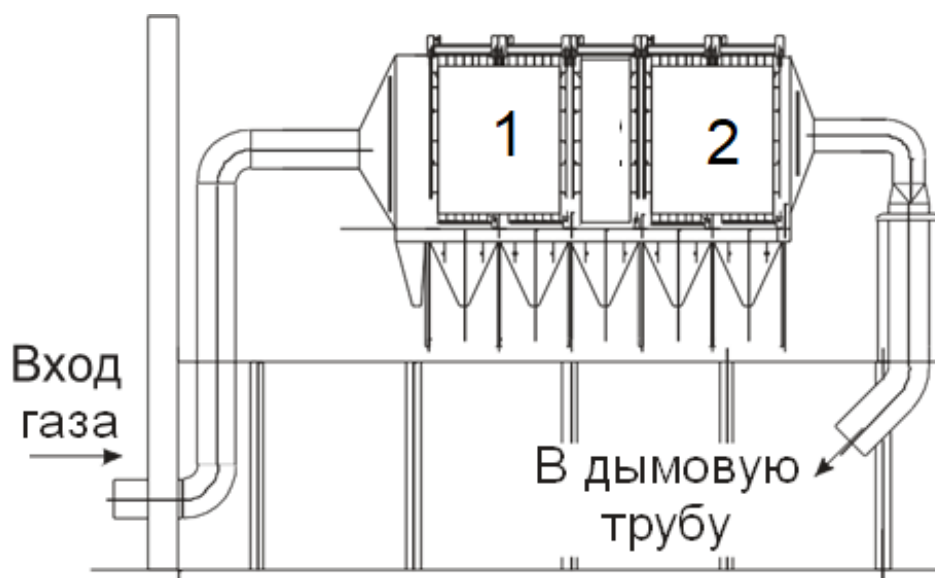


Рисунок 2.44 – Принципиальная схема комбинированного золоуловителя

По сравнению с электрофильтрами, аппараты с комбинированной очисткой позволяют значительно снизить выбросы тонких частиц, исключают проскок частиц и вторичный унос, эффективно улавливают золу с высоким удельным электрическим сопротивлением и имеют меньшие габаритные размеры. Эффективность улавливания частиц размером $0,01\text{--}50 \text{ мкм}$ составит 99,99%.

Стоимость аппарата с комбинированной очисткой дымовых газов от летучей золы до остаточной запыленности 30 мг/м^3 оценивается примерно на 30% ниже стоимости электрофильтра с такой же степенью очистки.

Разработка технологии сухой комбинированной очистки методом электростатического осаждения с последующей фильтрацией позволит создать современный высокоэффективный золоуловитель с характеристиками мирового уровня (таблица 2.22).

Таблица 2.22 – Характеристики комбинированного золоуловителя

Показатели	Комбинированный золоуловитель	Электрофильтр
Очистка больших объемов дымовых газов	да	да
Максимальная входная запыленность, г/м ³	до 100	до 60
Выходная запыленность, мг/м ³	20	100
Степень очистки, %	99,95	99,80
Зависимость степени очистки от УЭС золы	нет	да
Габаритные размеры по отношению к электрофильтру	0,7	1
Кап. затраты по отношению к электрофильтру	0,7	1
Эффективное улавливание субмикронных частиц	да	нет
Возможность улавливание соединений ртути и других тяжелых металлов	да (до 90%)	нет

Технология очистки дымовых газов от твердых частиц методом фильтрации с их предварительной зарядкой широко востребована при реконструкции действующих российских ТЭС ввиду отсутствия необходимой площади для размещения электрофильтров требуемых размеров, а также в случае, когда неблагоприятные электрофизические свойства золы вынуждают устанавливать электрофильтры из 7 и более электрополей.

Достоинством технологии комбинированных фильтров является экономия средств на реконструкцию ранее установленных электрофильтров для достижения более жестких экологических нормативов путем сохранения существующей структуры (части полей, конструктивных элементов).

2.8.6 Установки азотоочистки по технологии селективного каталитического восстановления (СКВ)

Технология селективного каталитического восстановления оксидов азота реализуется при температуре очищаемых газов 300–450°С в специальном каталитическом реакторе с применением в качестве реагента аммиака, аммиачной воды или карбамида [29]. Принципиальная схема установки СКВ с использованием сжиженного аммиака приведена на рисунке 2.45.

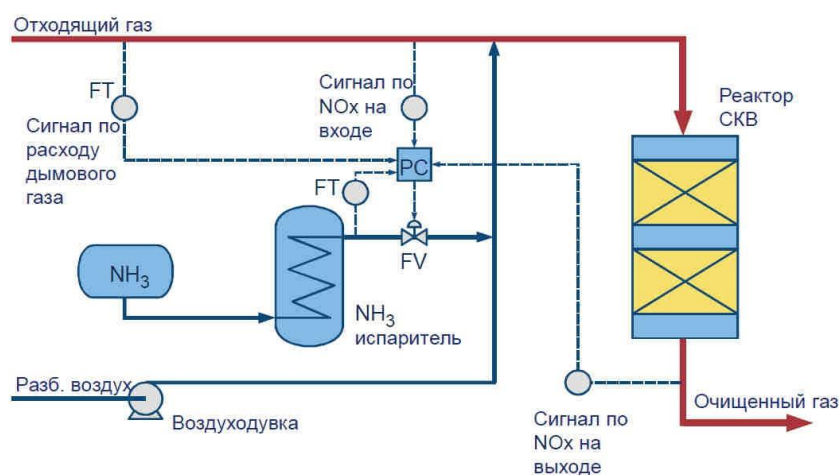


Рисунок 2.45 – Схема установки СКВ с применением аммиака

Основным элементом установки СКВ являются каталитические элементы, состоящие из носителя и нанесенного на его поверхность или включенного в состав катализатора на основе оксидов титана, ванадия и вольфрама (молибдена).

Для очистки газов пылеугольных ТЭС могут применяться различные типы катализаторов: сотовые или пластинчатые.

Основными преимуществами технологии СКВ по сравнению с технологией СНКВ являются:

- более высокая эффективность азотоочистки – до 90%;
- низкий уровень проскока аммиака через установку – менее 5 мг/м³;
- более низкие удельные эксплуатационные затраты на реагенты и пар собственных нужд;
- возможность обеспечения заданной степени очистки газов от оксидов азота независимо от изменения нагрузки котла и качества сжигаемого угля.

Недостатками установок СКВ являются:

- высокие удельные капитальные затраты 4500÷7500 руб./кВт;
- необходимость периодической замены катализатора;
- сложность размещения реактора в ячейке котла при реконструкции котельного агрегата;
- большой объем строительно-монтажных работ при сооружении установки.

Опыт применения технологии СКВ в энергетике России ограничен двумя установками СКВ, эксплуатируемыми некоторое время на газомазутных котлах производительностью 500 т/ч ТЭЦ-27 Мосэнерго с 1997 года. Опыта эксплуатации установок СКВ на пылеугольных котлах в России нет.

Раздел 3 Производство энергии при сжигании газообразных топлив

В топливном балансе российской тепловой энергетики за 2021 год доля природного газа составляет 73%. В настоящее время на российских ТЭС находятся в эксплуатации 1554 газовых котла различной паропроизводительности. Основное их количество (около 70%) было введено в эксплуатацию в период с 1961 по 1990 год. В последние двадцать лет ввод КТЭУ на природном газе осуществлялся за счет газотурбинных (ГТУ) и парогазовых (ПГУ) установок.

3.1 Описание технологических процессов

3.1.1 Сжигание природного газа в топках котлов

Сжигание природного газа производится в камерных топках котлов, куда топливо (природный газ) и окислитель (воздух) подаются отдельно через горелочное устройство (горелку). Кроме подачи необходимых количеств топлива и воздуха в топку, назначением горелки является организация смесеобразования и создание у ее устья устойчивого фронта воспламенения для зажигания выходящей из горелки топливовоздушной смеси. В этом случае обеспечивается диффузионное горение, скорость которого определяется процессом молекулярного перемешивания природного газа с кислородом воздуха.

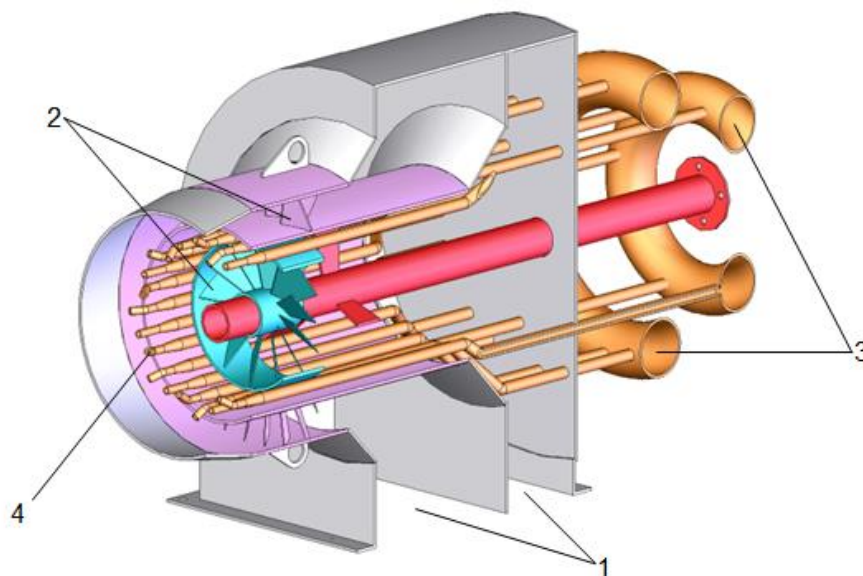


Рисунок 3.1 – Вихревая газовая горелка ВТИ-ЗиО:

1 – воздушные короба; 2 – аксиальные лопатки для закрутки воздушных потоков; 3 – газовые коллектора; 4 – газораздающие трубки

По характеру истекающих потоков воздуха горелки делятся на прямоточные и вихревые. Для сжигания природного газа в энергетических котлах обычно используют вихревые горелки. Закрутка воздушного потока на выходе из горелок обеспечивается за счет аксиальных лопаток, установленных в кольцевых каналах (рисунок 3.1) либо за счет тангенциального подвода воздуха в горелку.

Разработка и внедрение современных малоэмиссионных горелочных устройств позволяет существенно снизить негативное влияние ТЭС на окружающую среду при одновременном повышении эффективности использования органического топлива. Применение современных конструкций горелочных устройств дает возможность осуществить при сравнительно небольших затратах комплекс технических решений, обеспечивающих подавление образования, а в отдельных случаях и восстановление уже образовавшихся оксидов азота. Практический эффект достигается, в основном, за счет организации ступенчато-стадийного сжигания с пониженными локальными концентрациями кислорода и температуры газов на разных стадиях развития факела.

Малоэмиссионные горелочные устройства с пониженным выходом оксидов азота получили широкое распространение во всем мире. Они обладают наибольшей надежностью и эффективностью среди других внутритопочных мероприятий, направленных на снижение выхода оксидов азота. Независимость от квалификации обслуживающего персонала обеспечивает надежность работы горелочных устройств, а высокая эффективность достигается возможностью совместить в одном устройстве различные способы снижения образования NO_x , такие как ступенчатое (стадийное) сжигание топлива, ввод газов рециркуляции в зону горения и др.

В настоящее время известно большое количество различных горелок с пониженным образованием NO_x , которые по конструктивным признакам и принципам сжигания можно разделить на следующие типы [55]:

- горелки нестехиометрического сжигания;
- горелки ступенчатого сжигания;
- горелки стадийного сжигания;
- комбинированные горелочные устройства.

3.1.2 Сжигание природного газа в газотурбинных установках

На газотурбинных ТЭС рабочим телом является высокотемпературный продукт сгорания под давлением. Для его получения в газотурбинных установках (ГТУ) природный газ сжигается в камерах сгорания, куда также подается воздух из компрессора (рисунок 3.2). Далее рабочее тело поступает в газовую турбину, где его энергия преобразуется в кинетическую энергию ротора ГТУ, используемую для привода воздушного компрессора и электрогенератора. По данным анкетирования, на российских ТЭС применяются ГТУ с электрической мощностью от 18 МВт до более 400 МВт с электрическим КПД от 32–43%.

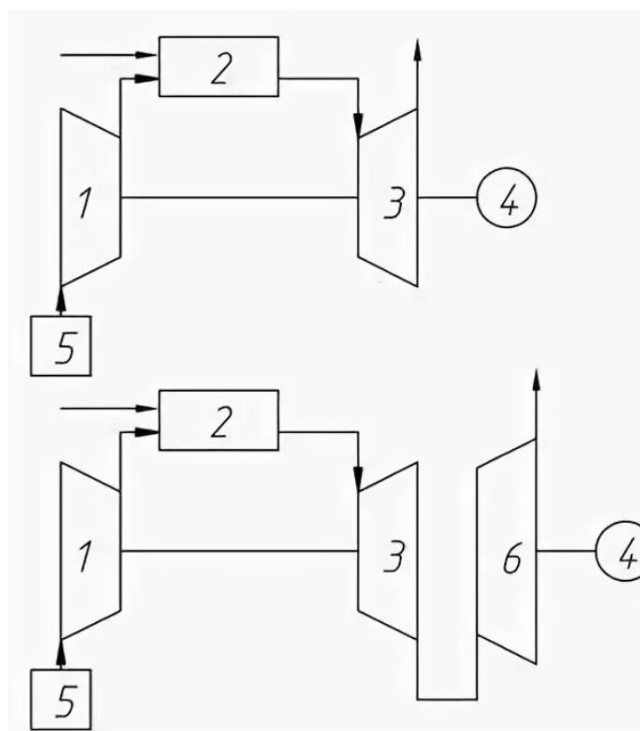


Рисунок 3.2 – Принципиальная схема ГТУ: вверху – одновальная, внизу – двухвальная ГТУ:

1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – газовая турбина высокого давления (ТВД); 4 – электрогенератор; 5 – воздух; 6 – турбина низкого давления (ТНД)

Энергетические ГТУ изготавливаются одно- и двухвальными (рисунок 3.2), в корпусе с горизонтальным разъемом, воздушным охлаждением деталей горячего тракта в камере сгорания и турбине, соединением ГТУ с электрогенератором со стороны компрессора и осевым выхлопом из турбины [56].

Одновальные схемы используются в ГТУ небольшой и средней мощности. В них все элементы газотурбинного агрегата – осевой компрессор, газовая турбина и электрогенератор – находятся на одном валу, и при работе все они имеют одну и ту же частоту вращения. Из-за этого ГТУ при снижении частоты теряет мощность быстрее, чем снижается мощность, потребляемая электрогенератором. Это приводит к тому, что одновальная ГТУ будет обеспечивать режим работы электрогенератора только в ограниченном диапазоне изменения частоты вращения.

Двухвальные схемы используются в ГТУ средней и большой мощности. В двухвальных ГТУ компрессор приводится в движение от турбины высокого давления (ТВД), которая не связана механически с турбиной низкого давления (ТНД). Такая ГТУ может работать практически с любой частотой вращения, необходимой генератору.

Кроме того, двухвальные ГТУ имеют несколько лучшие экономические характеристики не только на частичных нагрузках, но и на расчетной нагрузке. Благодаря этим особенностям двухвальные установки получили более широкое распространение.

В части достигнутых рабочих параметров ГТУ принято классифицировать по соответствующим поколениям (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Рабочие параметры ГТУ

Поколение/ период	Температура газа перед турбиной, °С	Степень сжатия газа, π_k	КПД, %
1 поколение – 1943–1949 гг.	730–780	3–6	20–23
2 поколение – 1950–1960 гг.	880–980	7–13	25–27
3 поколение – 1960–1970 гг.	1030–1180	16–20	30–35
4 поколение – 1970–1980 гг.	1200–1400	21–25	36–40
5 поколение – 2000–2020 гг.	1500–1650	25–30	более 42

В ГТУ последних поколений зарубежного производства или их локализованных на территории РФ версий сжигание топлива организуется в так называемых малоэмиссионных камерах сгорания (МЭКС), обеспечивающих низкий выход оксидов азота (менее 50 мг/м³ при 15% O₂) в широком диапазоне нагрузок [57].

В таких камерах сгорания (рисунок 3.3) основное количество топлива сжигается в виде предварительно подготовленной топливоздушная смеси в закрученном потоке с избытками воздуха немного более 2. Для стабилизации процесса горения используется традиционная диффузионная (пилотная) горелка, в которой сжигается до 5% топлива.

Конструктивно зона горения имеет ограниченный объем для сокращения времени пребывания продуктов сгорания в области высоких температур. В результате обеспечиваются высокая полнота сгорания топлива, удовлетворение экологических требований и устойчивая беспульсационная работа камеры сгорания в широком диапазоне изменения параметров (при разгрузке до 30–40%).

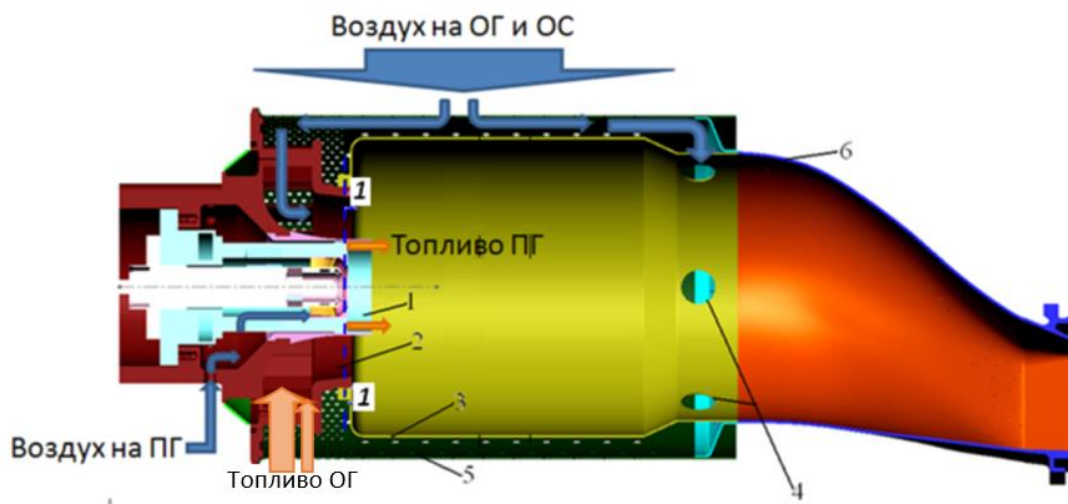


Рисунок 3.3 – Принципиальная схема МЭКС [57]:

1 – пилотная горелка (ПГ); 2 – основная горелка (ОГ); 3 – жаровая труба (ЖТ); 4 – отверстия разбавления, 5 – распределительный кожух охлаждения; 6 – газосборник

Температура отходящих из ГТУ газов составляет 450–630°С. Поэтому в ряде случаев их используют для отпуска тепловой энергии внешнему потребителю в виде

горячей воды или пара, получаемых в специальных газоводяных теплообменниках (подогревателях). Такие электростанции называются ГТУ-ТЭЦ – их коэффициент полезного использования теплоты топлива (КИТ) достигает 85% (рисунок 3.3).

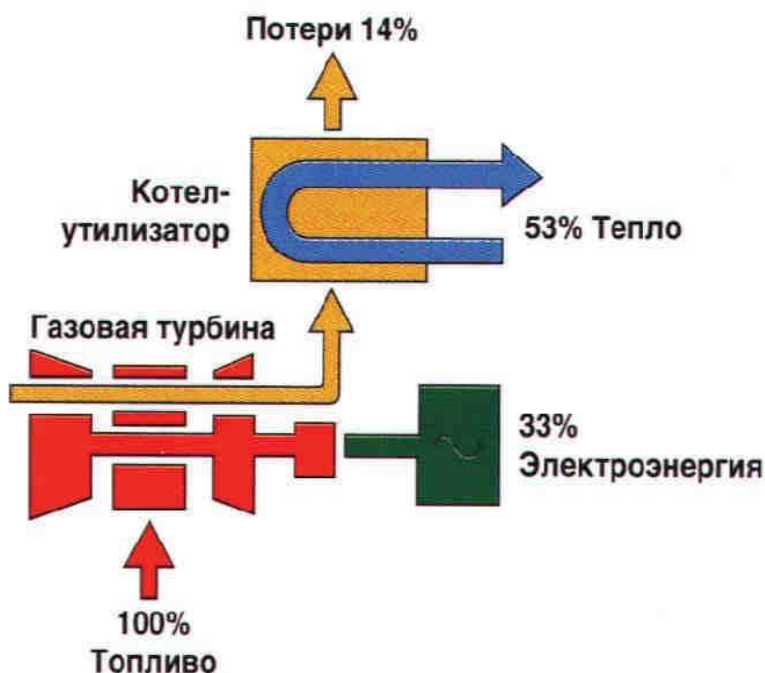


Рисунок 3.3 – Схема ГТУ-ТЭЦ

Еще большая эффективность достигается при использовании ГТУ в составе парогазовых установок (ПГУ) – энергетических установок, в которых теплота отходящих газов ГТУ прямо или косвенно используется для выработки электроэнергии в паротурбинном цикле (бинарные установки). ПГУ бывают двух типов: утилизационные и сбросные.

В утилизационных ПГУ отходящие газы ГТУ поступают в котел-утилизатор (К-У) – теплообменник противоточного типа, в котором за счет тепла горячих газов генерируется пар высоких параметров, направляемый в паровую турбину (рисунок 3.4). Такая комбинация ГТУ и ПСУ позволяет обеспечить высокую экономичность и эффективность с электрическим КПД от 56% до 60% и выше.

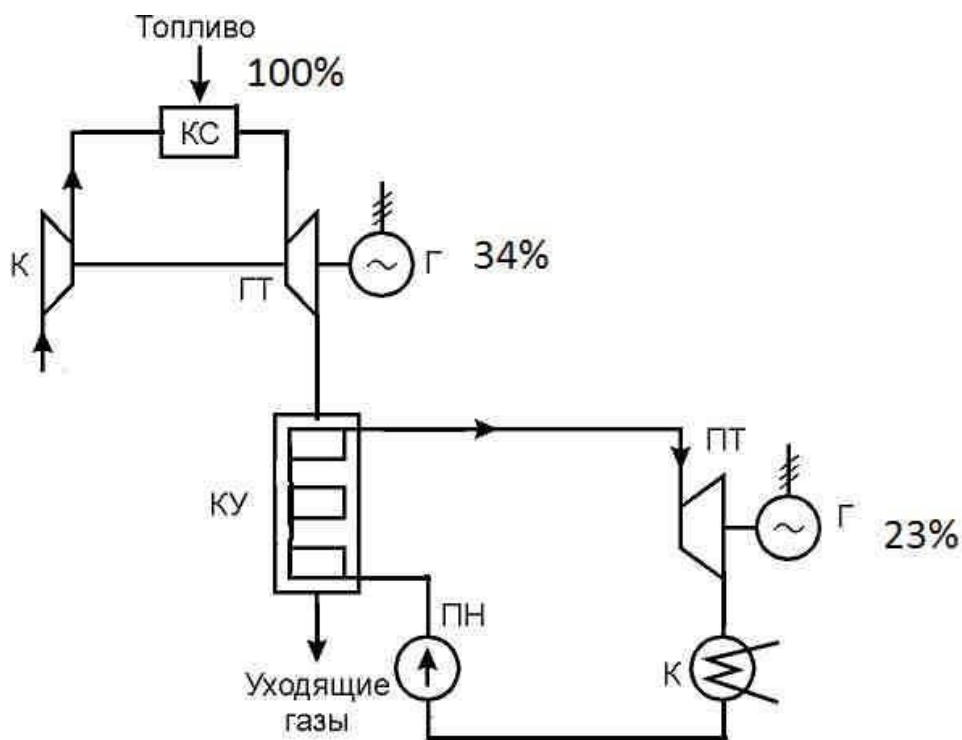


Рисунок 3.4 – Принципиальная схема парогазовой установки:

K – компрессор; $КС$ – камера сгорания; $ГТ$ – газовая турбина; $Г$ – электрогенератор; $КУ$ – котел– утилизатор; $ПТ$ – паровая турбина; $К$ – конденсатор; $ПН$ – питательный насос

Недостатком утилизационной ПГУ с котлом-утилизатором является невысокие параметры перегретого пара. Для устранения этого недостатка в ряде случаев применяются котлы-утилизаторы с дожиганием топлива в отходящих газах ГТУ, что приводит к повышению и стабилизации температуры газов перед поверхностями нагрева котла-утилизатора (рис. 3.5).

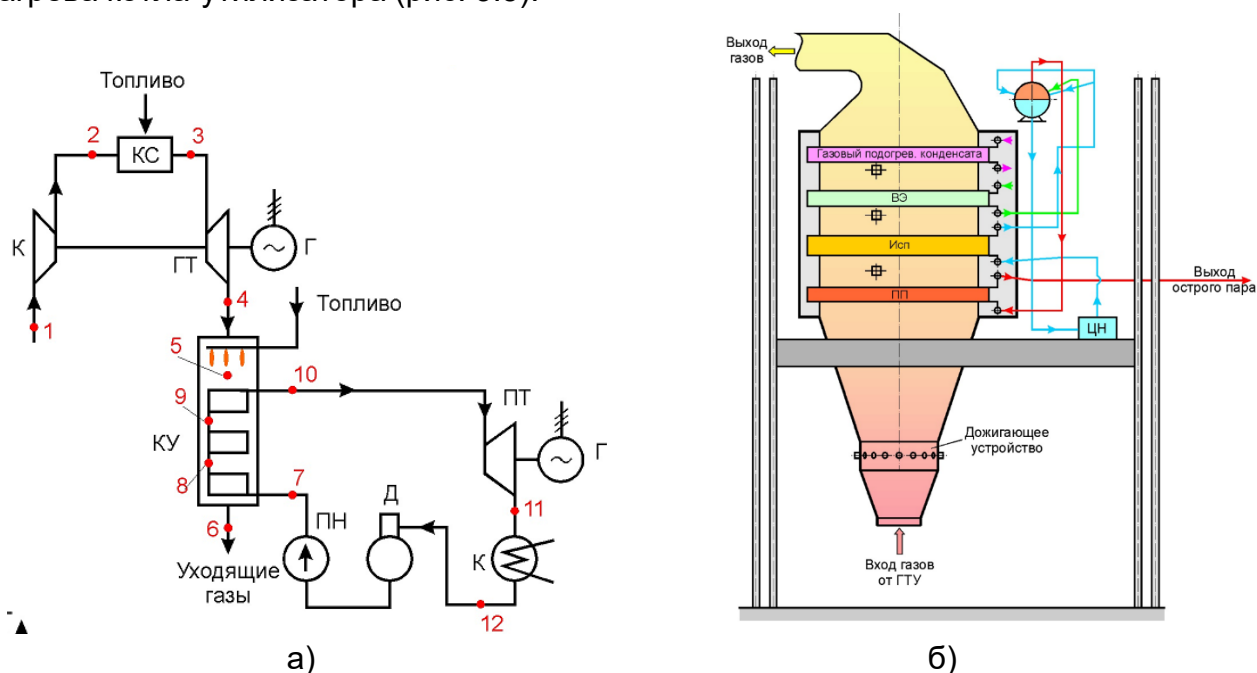


Рисунок 3.5 – Схема ПГУ с дожиганием топлива в котле-утилизаторе (а) и котел-утилизатор П-86 с дожигающим устройством (б)

Это дает возможность существенно повысить параметры паротурбинного цикла, увеличив при этом количество контуров до 2-3 и тем самым значительно увеличить мощность и эффективность паротурбинной установки. Мощность паротурбинной части ПГУ возрастает и может составлять 50–60% от общей мощности ПГУ (против примерно 30% в схеме без дожигания).

Сжигание топлива осуществляется в микрофакельных горелках с плохо обтекаемыми телами (рис. 3.6), позволяющих за счет создания рециркуляционных зон обеспечить воспламенение и выгорание топлива в отходящих газах ГТУ с объемной концентрацией кислорода 13—15% (в противном случае в горелки камеры дожигания необходима подача дополнительного воздуха в зону горения). Горелки обычно устанавливаются на расстоянии 5 м от последующих конвективных поверхностей для исключения их пережога. При этом температура газов после дожигания как правило не должна превышать 750 °С во избежание повреждения корпуса котла-утилизатора и других его элементов.



Рисунок 3.6 – Микрофакельная горелка для сжигания природного газа в котле-утилизаторе в отходящих газах ГТУ

Внедрение утилизационных ПГУ стало экономически оправданным лишь после создания высокотемпературных ГТУ, которые не только обеспечили высокий КПД ГТУ, но и создали условия для реализации паротурбинного цикла с высокой экономичностью на основе высоких параметров пара. Для повышения КПД утилизационных ПГУ используются котлы-утилизаторы двух и даже трех контуров давлений (рисунок 3.7):

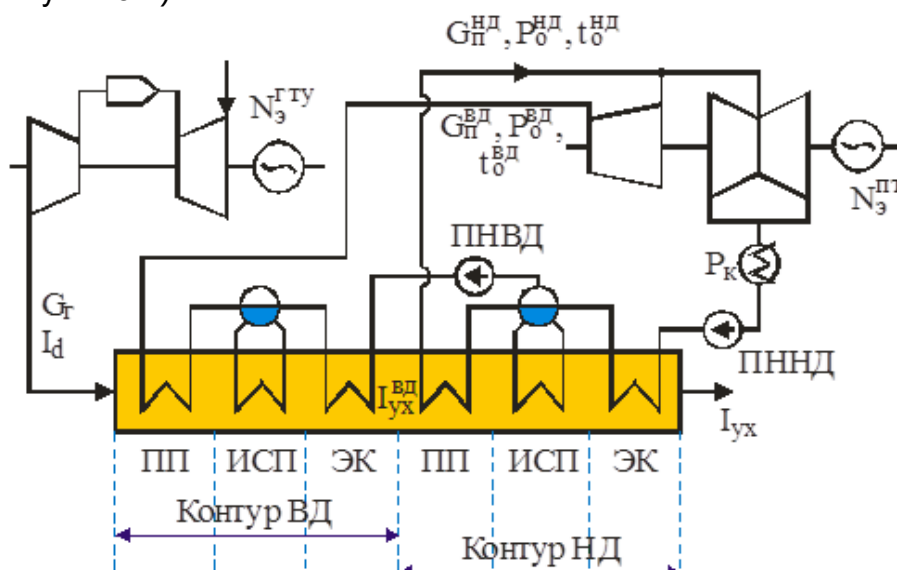


Рисунок 3.7 – Схема ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором

Как правило, современные утилизационные ПГУ состоят из двух ГТУ, двух котлов-утилизаторов и одной паровой турбины (рисунок 3.8).

Главными преимуществами утилизационных ПГУ по сравнению с ПСУ являются высокая эффективность (КПД – 56–60% и более), существенно меньшие капиталовложения и сроки ввода в эксплуатацию (18–24 месяца), а также малые выбросы оксидов азота (менее 50 мг/м³ при 15% O₂).

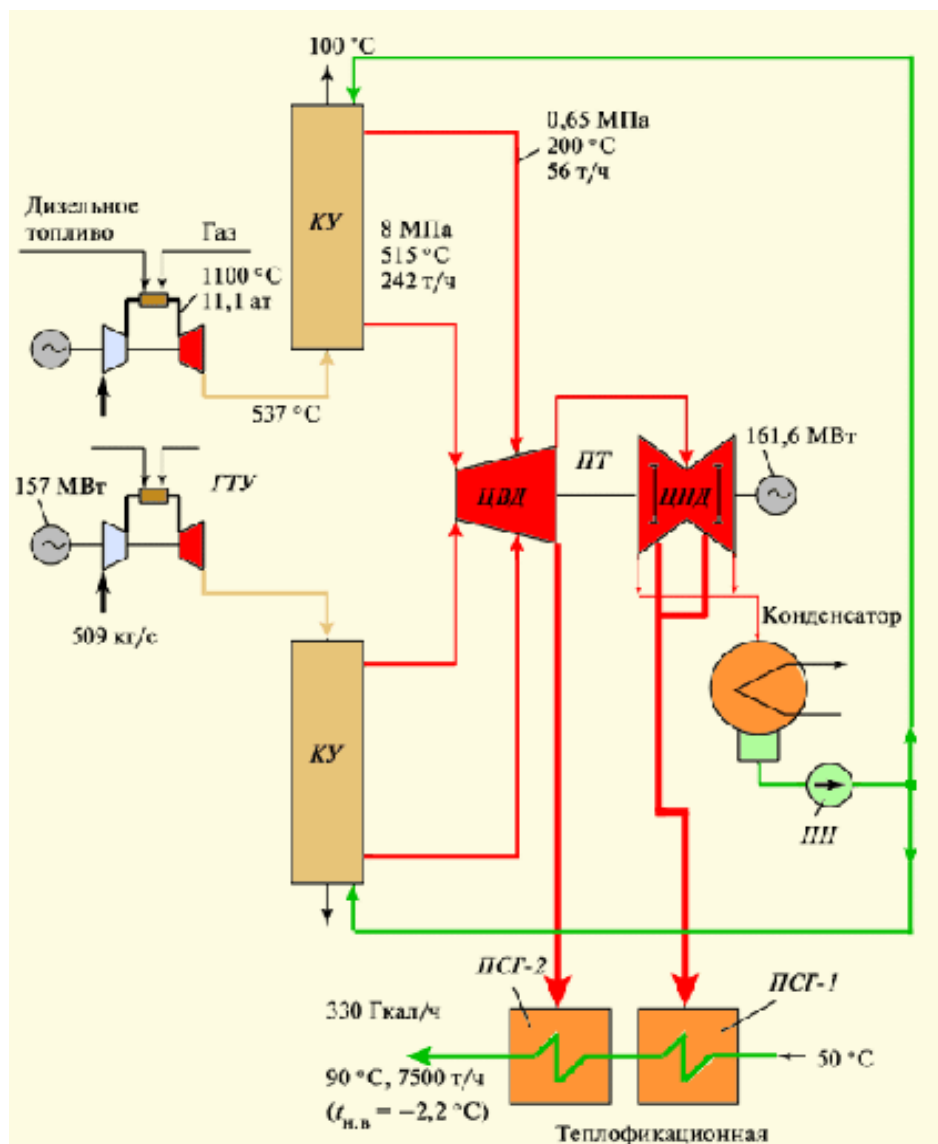


Рисунок 3.8 – Принципиальная схема энергоблока ПГУ Северо-Западной ТЭЦ (Санкт-Петербург)

Еще большую эффективность имеют ПГУ ТЭЦ, на которых коэффициент использования тепла топлива (КИТ) за счет выработки дополнительно тепловой энергии достигает 84–86% (рисунок 3.9).

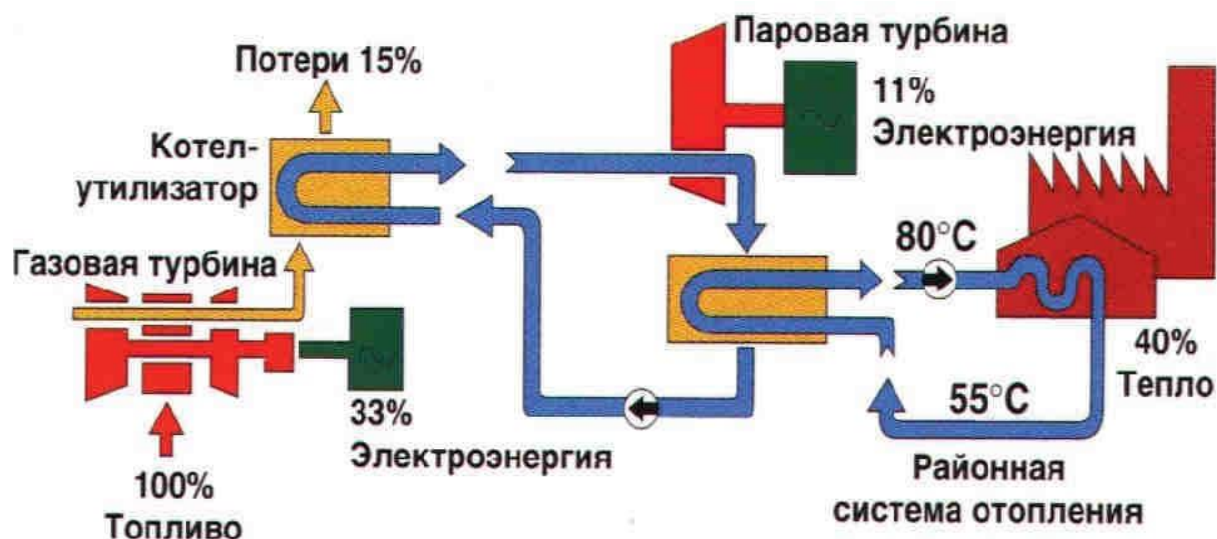


Рисунок 3.9 – Принципиальная схема ПГУ-ТЭЦ

В сбросных ПГУ тепло отходящих газов ГТУ направляется в энергетический котел, замещая в нем воздух, подаваемый дутьевыми вентиляторами котла из атмосферы (рисунок 3.10). Поэтому в сбросных ПГУ используются энергетические ГТУ с более низкими значениями температуры отходящих газов и с большим содержанием в них окислителя ($O_2 \geq 15\%$). Это позволяет сжигать в котле почти все виды органического топлива, но при этом снижается экономичность по сравнению с утилизационными ПГУ.

Преимуществами сбросной схемы являются 1) возможность использования в паротурбинном цикле не только природного газа, но и твердых топлив; 2) высокие параметры пара, включая его вторичный перегрев.

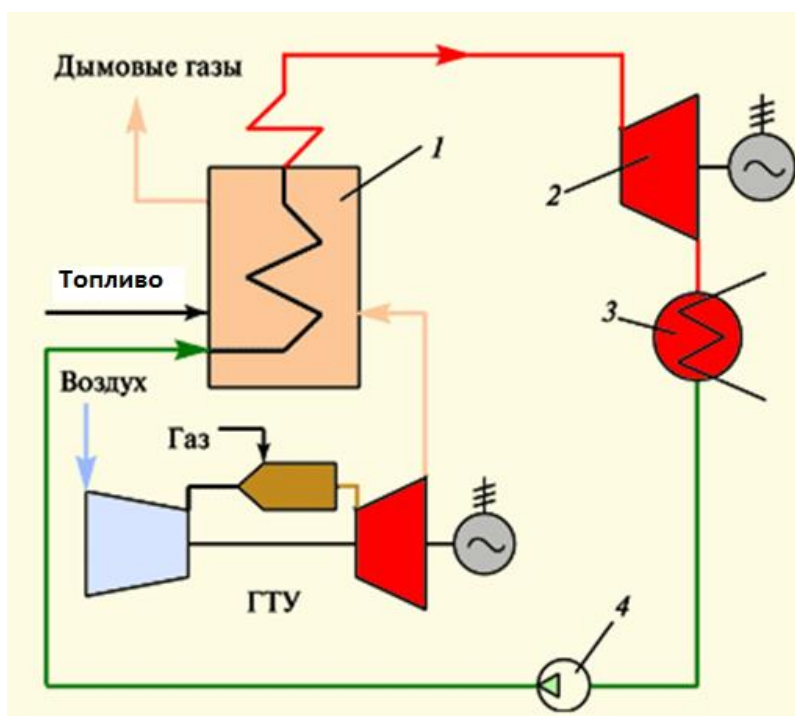


Рисунок 3.10 – Принципиальная схема сбросной ПГУ

Достаточно высокое содержание кислорода в отходящих газах ГТУ, а также необходимость иметь за энергетическим котлом традиционные коэффициенты избытка воздуха приводят к тому, что доля мощности паротурбинного цикла составляет примерно $2/3$, а доля мощности ГТУ — $1/3$ (в отличие от утилизационной ПГУ, где это соотношение обратное). Поэтому электрический КПД сбросной ПГУ находится в диапазоне 40–50%, т.е. существенно меньше, чем у утилизационной ПГУ.

Сбросные ПГУ обычно используют при модернизации действующих ТЭС за счет ввода (надстройки) ГТУ вместо выведенного из эксплуатации парового котла, что в 2–2,5 раза дешевле установки нового оборудования. В результате увеличиваются мощность и КПД энергоблока за счет мощности устанавливаемой ГТУ. При этом снижается удельная эмиссия NO_x .

3.1.3 Газовое хозяйство ТЭС

Газообразное топливо подается на ТЭС из газовых скважин либо из газовых хранилищ. Природный газ из различных скважин различается по качеству. Очищают газ на месте добычи для снижения проблем транспортировки по трубопроводам.

Транспортировка природного газа на ТЭС осуществляется по магистральным и распределительным газопроводам после предварительной обработки, которая включает следующие процессы:

- очистку газа от механических примесей;
- глубокую очистку от сернистых соединений (допустимое остаточное содержание H_2S - не более $0,02 \text{ г/м}^3$ или $0,0013\%$);
- извлечение из газа высших углеводородов (в основном пропана и бутана), используемых как топливо;
- осушение газа;
- одоризацию газа (придание запаха, позволяющего обнаруживать присутствие газа в воздухе).

Газ, прошедший обработку и поступающий на ТЭС, имеет низкий уровень влажности и содержания высших углеводородов, практически не содержит серы. Подача газа на ТЭС осуществляется с помощью газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, понижающих давление при перекачке газа из магистральных газопроводов в газораспределительные сети и газопроводы-отводы. Газопроводы оборудуются сигнализацией максимального и минимального давлений газа, проверки исправности которой проводятся не реже 1 раза в месяц.

На электростанциях, работающих на газе, должен быть предусмотрен газорегуляторный пункт (ГРП), производительность которого рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами. Прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется исключительно наземным способом, причем на газопроводах должна применяться только стальная арматура. Газопроводы ГРП, в том числе наружные входные, на длине не менее 20 м должны быть покрыты звукопоглощающей изоляцией [58].

Помещения ГРП должны иметь естественное и электрическое освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую воздухообмен в 1 ч не менее трехкратного; они должны отапливаться при температуре не ниже 5°C .

При работе ТЭС на природном газе необходимы строгий контроль взрывоопасности газововоздушных смесей и меры по предотвращению отравления персонала токсичными компонентами газового топлива.

Давление газа в ГРП снижается регуляторами двух разновидностей: мембранными прямого действия и электронными.

Электронные регуляторы представляют собой поворотную заслонку с приводом от электрического исполнительного механизма, установленного вне регуляторного зала и связанного с ней тягами длиной не более 6 м. Производительность таких регуляторов зависит от принятого стандартом диаметра, что позволяет ограничиться двумя нитками регулирования – рабочей и резервной. За регуляторами давления пружинного действия должно стоять не менее двух предохранительных сбросных устройств пропускной способностью от 10% расчетного расхода наибольшего из регуляторов давления.

Для продувки газопроводов устанавливают продувочные свечи. Газопроводы при заполнении газом должны продуваться до полного вытеснения воздуха, а при освобождении от газа – до полного вытеснения газа. Необходимость этого обусловлена способностью газа образовывать взрывоопасную смесь в определенной пропорции с воздухом. Трубопроводы для продувки газопроводов (свечи) и трубопроводы от предохранительных сбросных устройств ГРП должны выводиться наружу в местах, обеспечивающих условия для рассеивания газа, выше корпуса здания на 1 м и выше.

Если давление в питающем трубопроводе превышает нужную величину давления на входе в энергетические установки (котлы), нужно провести декомпрессию газа. Это обычно происходит в дополнительной турбине (детандере) для возврата некоторой части энергии, использованной для его сжатия. Затем газ подается по трубам на топливосжигающую энергетическую установку.

В газовых турбинах для прямого сжигания используются только очищенные газы. Газообразное топливо для ГТУ, поступающее при давлении ниже рабочего, должно пройти компрессию (сжатие) до повышения давления на входе камеры сгорания конкретной газовой турбины до необходимой величины. Для этого используются дожимные компрессоры, устанавливаемые на ТЭС.

3.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду

Для энергетических установок, сжигающих природный газ, маркерными загрязняющими веществами являются оксиды азота (диоксид азота NO_2 и оксид азота NO в пересчете на NO_2), диоксид серы SO_2 (в случае наличия сернистых соединений в составе газа) и монооксид углерода CO (Приложение Б).

При анкетировании были получены данные на 611 газовых котлов, из них были введены в эксплуатацию:

- до 31.12.2000 – 568 котлов;
- с 01.01.2001 – 43 котла.

Общая методология определения технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу при сжигании разных видов топлив в целях производства энергии на КТЭУ приведена в разделе 2.2. Значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ, определенные в соответствии с описанной методологией, представлены в Приложении Г. Обработка анкетных данных показала следующее.

Выбросы маркерных загрязняющих веществ из газовых котлов

Анализ результатов анкетирования газовых ТЭС показал, что сжигание газа в котельных установках осуществляется в основном с минимальным химическим недожогом топлива, о чем свидетельствуют низкие концентрации СО в уходящих газах как на «старых» (введенных в эксплуатацию до 31.12.2000), так и на «новых» (введенных в эксплуатацию с 01.01.2001) котлах (рисунок 3.11). Максимальное значение выбросов оксида углерода на «старых» котлах не превышает 250 мг/м³. Такие значения характерны для котлов со сроками ввода в эксплуатацию в период с 1970 по 1990 год, что объясняется активным внедрением на данных котлах первичных (внутритопочных) мероприятий по снижению выбросов оксидов азота (ступенчатое сжигание, рециркуляция газов и проч.), которые сопровождались увеличением выхода СО.

По мере накопления опыта внедрение внутритопочных мероприятий практически не сопровождалось увеличением химического недожога топлива, особенно на «новых» котлах, выбросы СО не превышали 50 мг/м³ вне зависимости от входной тепловой мощности газовых котлов, что значительно ниже нормативных значений (300 мг/м³), установленных в ГОСТ Р 50831-95.

Анализ результатов фактического содержания СО показал, что для «новых» газовых котлов технологический показатель выбросов СО может быть установлен на уровне 200 мг/м³, а для «старых» котлов сохранен в соответствии с ГОСТ Р 50831-95.

Однако предельные значения выбросов СО должны устанавливаться с учетом того, что применение практически всех технологических методов подавления образования оксидов азота сопровождается ростом выбросов СО. Поэтому значение технологического показателя выбросов СО 300 мг/м³ рекомендовано для всех типов КТЭУ.

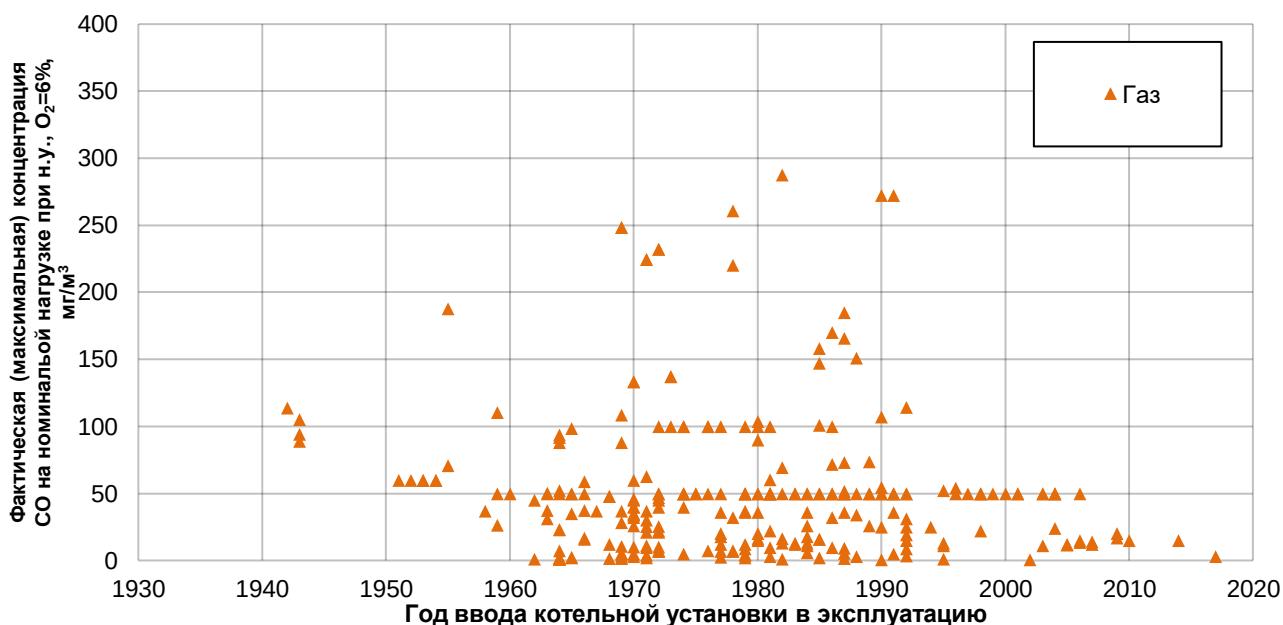


Рисунок 3.11 – Максимальные концентрации СО при сжигании природного газа на номинальной нагрузке в зависимости от сроков ввода котлов в эксплуатацию, мг/м³

Анализ результатов инструментальных измерений содержания оксидов азота в уходящих газах газовых котлов показал их слабую зависимость от входной тепловой мощности котлов (рисунок 3.12). Фактические концентрации NO_x для «старых» котлов в основном изменялись в диапазоне от 100 мг/м^3 до 800 мг/м^3 (при 6% O_2). Наибольшие значения выбросов оксидов азота имели место в случаях установки на котлах мощных горелочных устройств, в результате чего горение топлива происходило при повышенных температурах.

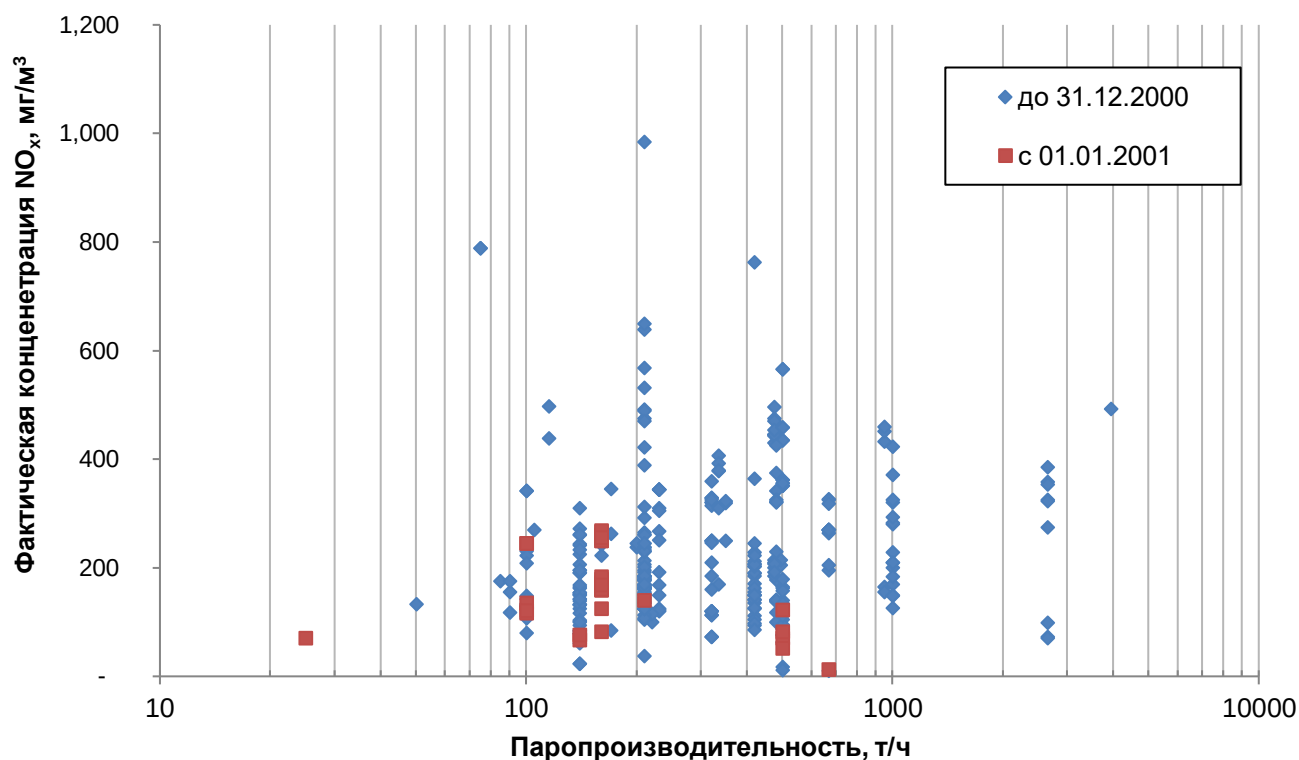


Рисунок 3.12 – Содержание NO_x в газовых котлах в зависимости от их паропроизводительности, мг/м^3

С целью снижения выбросов оксидов азота на большинстве «старых» котлов были внедрены режимные мероприятия, не требующие реконструкции котельной установки: упрощенное ступенчатое сжигание, нестехиометрическое сжигание и работа с минимальными избытками воздуха (таблица 3.2). На ряде таких котлов внедрены также конструктивные внутритопочные мероприятия.

Таблица 3.2 – Методы снижения выбросов NO_x и CO в атмосферу, не требующие технического переоснащения и реконструкции

Метод	Описание
Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла (упрощенное двухступенчатое сжигание)	Метод основывается на использовании одной или нескольких горелок (предпочтительно в верхнем ярусе горелок) для подачи только воздуха с перераспределением топливной нагрузки на остальные горелки. Необходим запас мощности у горелок, которые остаются в работе
Умеренный контролируемый недожог (низкие избытки воздуха)	Метод основывается на следующих признаках: - сведение к минимуму присосов воздуха в топку; - тщательный контроль подачи воздуха, используемого для сжигания; - сжигание топлива с умеренным регулируемым химнедожогом
Нестехиометрическое сжигание	Метод основывается на разбалансе топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Необходимо проведение наладочных испытаний с целью определения оптимальной величины разбаланса и недопущения резкого возрастания химического недожога топлива
Снижение температуры воздуха	Байпасирование части воздуха помимо воздухоподогревателя приводит к снижению температуры воздуха, подаваемого на горение, и снижению образования термических NO_x . Возможны увеличение химического недожога и снижение КПД

На всех «новых» котлах, выпущенных отечественными заводами в период с 2001 года, в обязательном порядке внедрены внутритопочные конструктивные мероприятия, рассчитанные на снижение выбросов NO_x . Это позволило снизить содержание NO_x в уходящих газах до уровня менее 200 мг/м^3 (при 6% O_2) (рисунок 3.13).

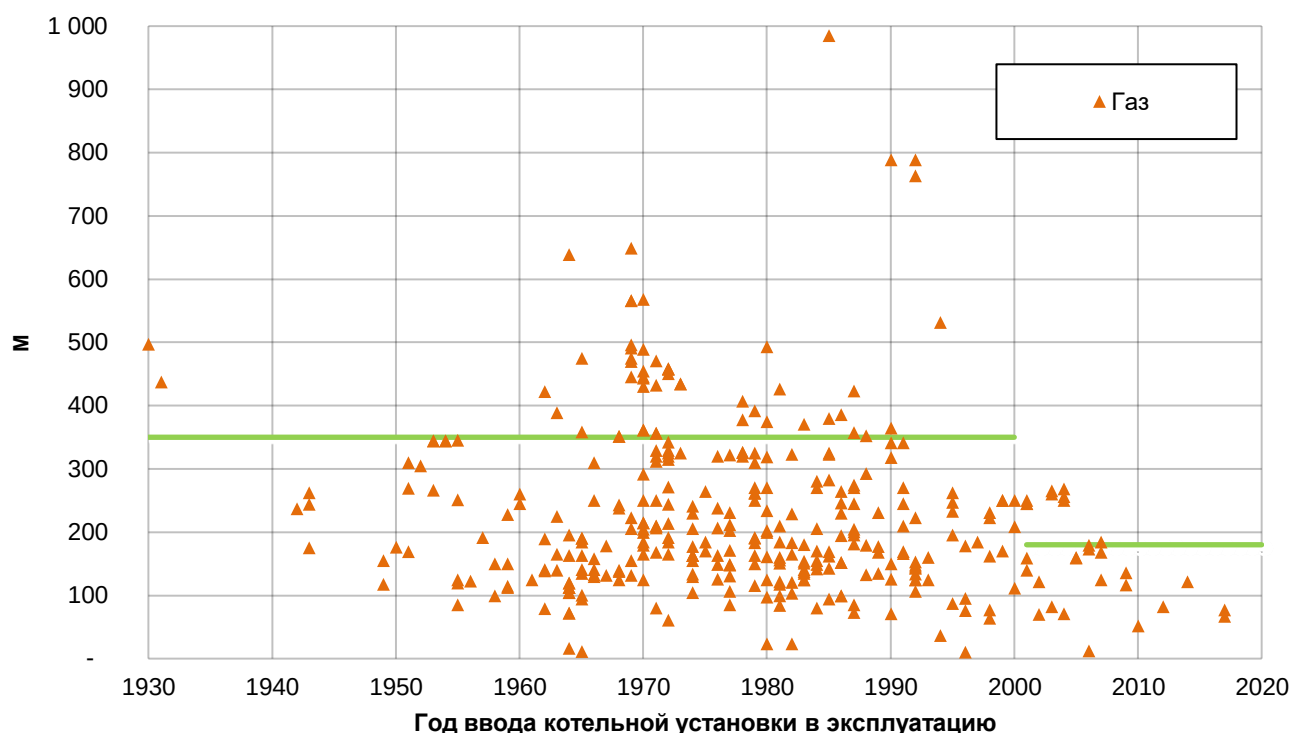


Рисунок 3.13 – Максимальная концентрация NO_x при сжигании природного газа на номинальной нагрузке в зависимости от ввода котлов в эксплуатацию, мг/м^3

Очевидно, что «старые» котлы проектировались без учета ограничения выбросов маркерных ЗВ. В этой связи для таких котлов значения технологических показателей по выбросам оксидов азота при сжигании природного газа устанавливаются на уровне, который возможно обеспечить за счет применения режимно-наладочных и малозатратных конструктивных мероприятий. Анализ анкетирования показал, что эти значения не превышают 70% КТЭУ данной группы (по мощности) и составляют 350 мг/м^3 (рисунок 3.13).

Введение более строгих ограничений для КТЭУ данной группы нецелесообразно по причине технических ограничений (в том числе, отсутствие площади) для применения на этих КТЭУ современных технологий по снижению выбросов ЗВ. Кроме того, данные КТЭУ в обозримом будущем планируется выводить из эксплуатации или реконструировать (например, в рамках «Программы ДПМ-2») в связи с относительно низкими показателями энергоэффективности, надежности, промышленной безопасности или экономической рентабельности.

Для «новых» котлов, с учетом внедренных «заводских» внутритопочных мероприятий по снижению выбросов NO_x и реально достигнутых за счет этого выбросов, технологические показатели устанавливаются на уровне 180 мг/м^3 (при 6% O_2).

Выбросы маркерных ЗВ из ГТУ

ГОСТ Р 50831-95 не нормирует выбросы ЗВ от ГТУ. Действующий в настоящее время Межгосударственный стандарт ГОСТ 29328-92 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия» определяет, что содержание оксидов азота в отработавших газах ГТУ, введенных в эксплуатацию до

31.12.1995, при работе с 0,5–1,0 номинальной нагрузки не должно превышать 150 мг/м³ на газообразном и жидком топливах, а для ГТУ, введенных в эксплуатацию с 01.01.1995, – 50 мг/м³ на газообразном топливе и 100 мг/м³ на жидком топливе. При этом никаких указаний на ограничения выбросов монооксида углерода с отходящими газами ГТУ в ГОСТ 29328-92 не содержится.

В анкетах по действующим на российских ТЭС КТЭУ была представлена информация по 76 ГТУ, из них отечественных – 4, локализованных в РФ зарубежных производителей – 24 и зарубежных – 48. Все ГТУ были введены в эксплуатацию после 01.01.2001. Фактические концентрации оксидов азота NO_x и монооксида углерода СО в зависимости от сроков их ввода в эксплуатацию приведены соответственно на рисунках 3.14 и 3.15.

Выбросы оксидов азота из зарубежных и локализованных в РФ зарубежных ГТУ в основном соответствуют установленным ГОСТ 29328-92 значениям не выше 50 мг/м³. Однако выбросы NO_x при эксплуатации отечественных ГТУ превышают 180 мг/м³.

В этой связи предлагается установить технологический показатель выбросов оксидов азота для ГТУ, введенных в эксплуатацию с 01.01.2001 по 31.12.2025, также на уровне 50 мг/м³. Содержание оксидов азота определяют в осушенной пробе при 0°С, 101,3 кПа и концентрации кислорода 15% (при пересчете на NO₂).

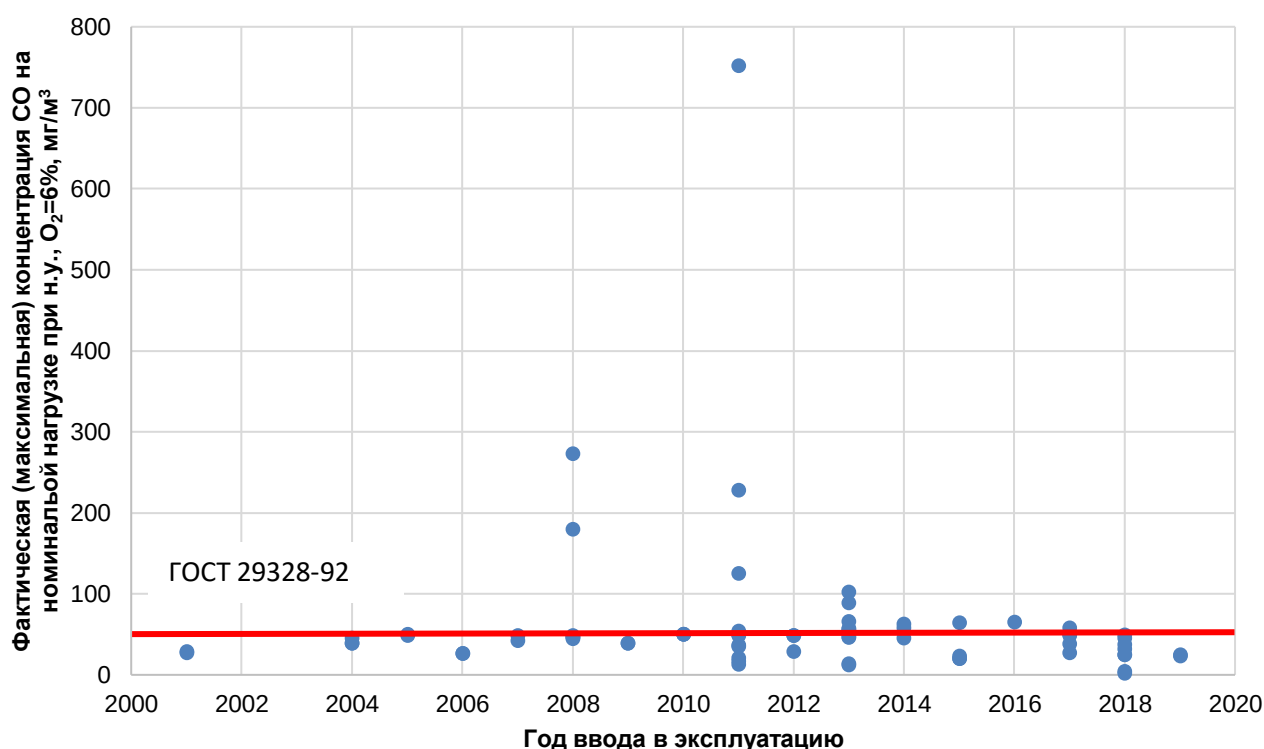


Рисунок 3.14 – Максимальные концентрации NO_x на номинальной нагрузке в зависимости от года ввода ГТУ в эксплуатацию, мг/м³

Для отечественных ГТУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2025 и выбросы оксидов азота которых превышают данный технологический показатель, в принципе допускается по согласованию с заказчиком и территориальными отделениями Росприроднадзора отклонение технологических показателей в худшую сторону, так

как такая возможность предусмотрена ГОСТ 29328-92. В этом случае для них должна быть разработана и утверждена программа повышения экологической эффективности (ППЭЭ) объекта НВОС и установлены временно разрешенные выбросы (ВРВ) на период реализации ППЭЭ.

Для всех ГТУ, введенных в эксплуатацию с 01.01.2026, значение технологического показателя выбросов оксидов азота устанавливается на уровне 50 мг/м³.

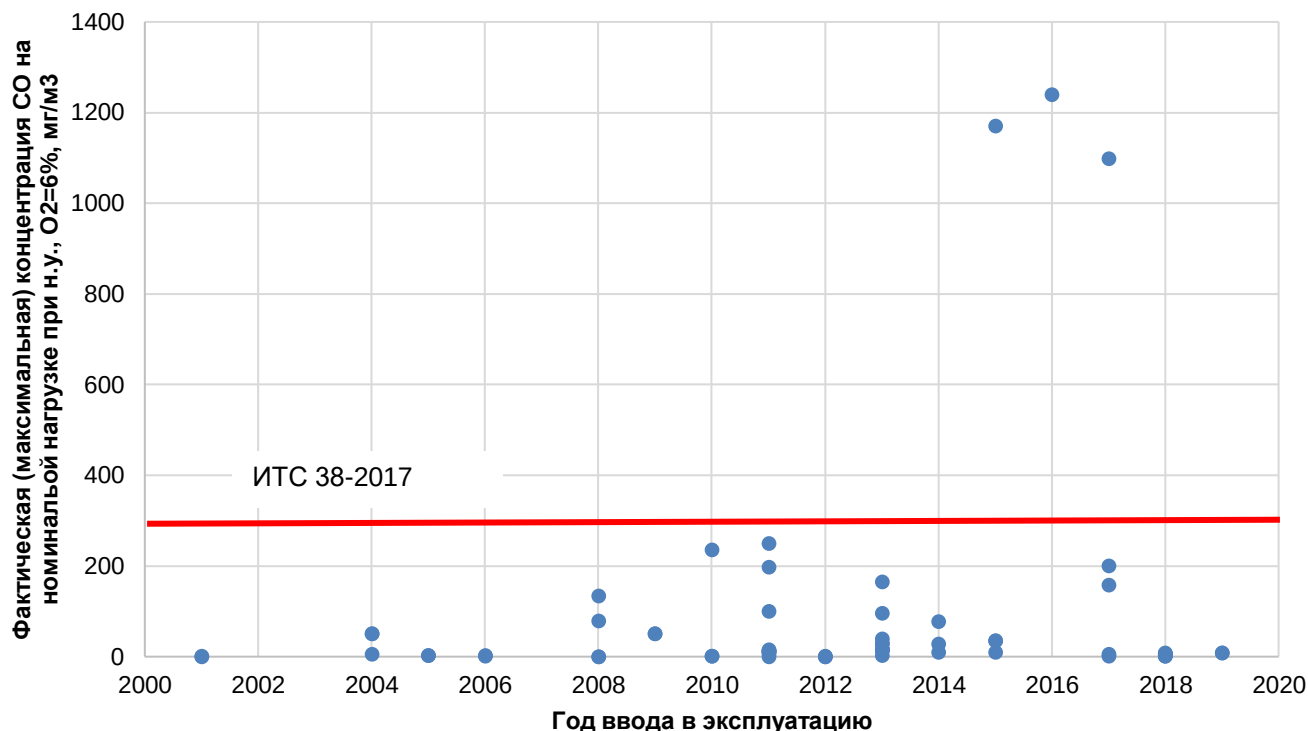


Рисунок 3.15 – Максимальные концентрации СО на номинальной нагрузке в зависимости от года ввода ГТУ в эксплуатацию, мг/м³

Содержание СО в отходящих газах всех ГТУ, установленных на российских ТЭС, не превышают технологических показателей 300 мг/м³, предложенных в ИТС 38-2017 (рисунок 3.15). Поэтому для ГТУ и ПГУ предлагается установить технологический показатель выбросов монооксида азота в атмосферу на уровне 300 мг/м³.

ГТУ аварийного резерва, которые работают менее 500 часов в год, не подпадают под действие технологических показателей выбросов ЗВ.

3.3 Определение НДТ снижения выбросов при сжигании газообразного топлива

Таблица 3.3 – Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива в КТЭУ, подлежащие рассмотрению

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Контролируемое снижение избытка воздуха	15–30	При наличии контроля за содержанием СО в дымовых газах за котлом	Да	Допустимое увеличение содержания СО в уходящих дымовых газах до 100–200 мг/м ³	Не требует реконструкции котла
Нестехиометрическое сжигание	30–45	При наличии нескольких горелок (минимум двух горелок на разных ярусах) и контроля СО	Да	Повышение избытка воздуха	Не требует реконструкции котла
Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла (упрощенное двухступенчатое сжигание)	20–35	При наличии двух или более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Не требует реконструкции котла, воздух подается через отключенные по топливу горелки
Двухступенчатое сжигание	30–60	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
Малоэмиссионная горелка	30–60	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
Рециркуляция дымовых газов	30–60	На всех котлах	Да	Рост температуры перегрева. Снижение КПД	Требуется организация подачи газов в топку

Продолжение таблицы 3.3

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	30–50	Да	Да	Возможен вынос аммиака до 20 мг/м ³ с уходящими газами	Требуется монтаж узла ввода реагента и оборудования для его хранения и подачи
Комплексный метод, сочетающий двухступенчатое или нестехиометрическое сжигание с рециркуляцией	50–70	При наличии двух или большего числа ярусов	Да	Возможно увеличение выхода СО и снижение КПД	Требуется реконструкция
Комплексный метод, сочетающий одно из внутритопочных мероприятий с СНКВ	50–80	Да	Ограниченный	Возможен вынос аммиака до 20 мг/м ³ с уходящими газами	-
Малоэмиссионная камера сгорания ГТУ (МЭКС)	Эмиссия NO _x менее 50 мг/м ³	Да	Ограниченный	-	-

3.4 НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива

НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива – применение одного или нескольких из перечисленных технологических методов:

НДТ 3.1 Режимно-наладочные методы:

НДТ 3.1.1 Контролируемое снижение избытка воздуха.

НДТ 3.1.2 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 3.1.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 3.2 Технологические методы, требующие изменения конструкции

КТЭУ:

НДТ 3.2.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 3.2.2 Малоэмиссионная горелка.

НДТ 3.2.3 Рециркуляция дымовых газов.

НДТ 3.2.4 Малоэмиссионная камера сгорания (МЭКС) ГТУ.

НДТ 3.3 Азотоочистка газов:

НДТ 3.3.1 Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ).

3.5 Экономические аспекты реализации НДТ

Анализ экономических аспектов реализации НДТ проводится с применением ГОСТ Р 113.38-2-2019 Методические рекомендации по оценке затрат предприятий электроэнергетики по снижению выбросов загрязняющих веществ для достижения ими технологических показателей наилучших доступных технологий. Данный стандарт распространяется на деятельность по производству электрической и тепловой энергии на тепловых электростанциях (ТЭС), отнесенных к I категории предприятий, то есть к предприятиям, оказывающим значительное негативное воздействие на окружающую среду.

При анализе экономических аспектов выбора мероприятий по сокращению выбросов оксидов азота на ТЭС, в первую очередь, рассматривались технологические методы подавления оксидов азота – первичные методы (ПМ). Они были ранжированы (определены приоритеты) с учетом минимизации затрат и требуемого снижения фактической концентрации в следующем порядке:

- рециркуляция дымовых газов;
- установка малоэмиссионных горелок в существующие амбразуры без изменения поверхностей нагрева под давлением;
- ступенчатый ввод воздуха;
- селективное некаталитическое восстановление оксидов азота;
- комбинированный метод, включающий 2 или 3 из перечисленных выше технологических методов.

Проверенные на большом числе газовых котлов первичные методы (ПМ) отличаются как эффективностью, так и затратами при их реализации на действующих котлах. В таблицах 3.4 и 3.5 приведены данные по эффективности как отдельных, так и комбинаций ПМ.

Таблица 3.4 – Эффективность отдельных ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x , %		Время, необходимое для внедрения мероприятия, годы*	
	min	max	min	max
Рециркуляция дымовых газов	30	60	1,0	2,0
Двухступенчатое сжигание	30	60	1,5	2,0
Малоземиссионные горелки	30	60	2,5	3,0

* Включая проектирование, изготовление и монтаж

Таблица 3.5 — Эффективность комбинации ПМ подавления NO_x (в расчете на моноблок 300 МВт)

Технология	Потенциальное сокращение выбросов NO_x , %		Время, необходимое для внедрения мероприятия, годы*	
	min	max	min	max
Малотоксичные горелки и ступенчатый ввод воздуха	45	75	1,5	2,5
Малотоксичные горелки и рециркуляция дымовых газов	40	60	1,5	2,5
Малотоксичные горелки, двухступенчатое сжигание и рециркуляция дымовых газов	50	80	2,0	3,0

* Включая проектирование, изготовление и монтаж

3.6 Перспективные технологии

В России технологическое развитие газовой электрогенерации с 2000-х годов шло в направлении строительства газотурбинных (ГТУ) и парогазовых установок (ПГУ), имеющих более высокий КПД. В настоящее время доля современных газотурбинных и парогазовых установок на российских ТЭС составляет порядка 19%.

Единичная мощность ГТУ и ПГУ неуклонно растет. КПД современных мощных энергетических газотурбинных установок (ГТУ) простого цикла доведен до 43-44%, а их единичная мощность приближена к 600 МВт. КПД парогазовых установок (ПГУ) достиг 63-64% при единичной мощности моноблоков 760–870 МВт и дубль-блоков – 1520–1740 МВт. Такие показатели обеспечили им экономию топлива в полтора раза по сравнению с ПСУ с соответствующим уменьшением выбросов CO_2 [59].

Дальнейшее увеличение КПД ПГУ сопряжено с большими трудностями. Повышение максимальной температуры газотурбинного цикла требует применения новых, более дорогих материалов и дает все меньший эффект. При этом труднее обеспечить контроль выбросов загрязняющих веществ. Активно разрабатываются ГТУ на базе более сложных термодинамических циклов и технологических схем. Их комбинирование с высокоэффективными паросиловыми установками обещает достижение для ПГУ предельных значений КПД 65-66 %.

В кратко- и среднесрочной перспективе при технологическом обновлении газовых ТЭЦ (доля которых превышает 75% мощности всех ТЭЦ) целесообразно рассмотреть вопрос об использовании ГТУ на небольших ТЭЦ и ПГУ на крупных ТЭЦ.

Для модернизации действующих и сооружения новых газовых электростанций нужны отечественные ГТУ средней и большой мощности. Разрабатываемые в стране при господдержке ГТУ единичной электрической мощностью 65–180 МВт позволят создавать ПГУ мощностью 80–250 МВт (моноблоки) и 160–500 МВт (дубль-блоки).

В этой связи перед российской газовой генерацией стоят следующие задачи [60]:

- максимальная унификация создаваемого оборудования, применение типовых проектных решений на базе серийного отечественного оборудования;

- ускорение разработки и внедрения отечественных газовых турбин средней и большой мощности и разработка на их основе типовых проектов ПГУ для замещения выводимых газовых паросиловых блоков мощностью 100–800 МВт на КЭС и 100–250 МВт на ТЭЦ;

- разработка отечественных газовых турбин средней и большой мощности, конкурентоспособных с лучшими зарубежными аналогами;

- совершенствование отечественных ГТУ малой мощности, в т. ч. с использованием регенеративных схем; создание и освоение производства высокотехнологичных микротурбин. Для обеспечения технологической независимости отечественной энергетики актуальной является организация в стране производства отечественных современных газовых турбин средней (30–80 МВт) и большой (100–120 МВт, 150–180 МВт и 270–300 МВт) мощности.

Проекты локализации производства иностранного высокотехнологичного оборудования на отечественных предприятиях к настоящему времени можно признать только относительно успешными. Несмотря на достижение уровня локализации в 80–95%, зарубежные компании сохранили за собой изготовление и поставку наиболее высокотехнологичных и критически важных элементов «горячего тракта» ГТУ (лопатки для турбины высокого давления, горелок и элементов камеры сгорания). К тому же все произведенные в России по лицензии установки относятся к предыдущему поколению турбин.

Важнейшей задачей на ближайшее время следует считать организацию собственного производства высокотехнологичных компонентов ГТУ (турбинных лопаток, элементов камеры сгорания и др.) для обеспечения ремонта установленных газовых турбин средней и большой мощности зарубежного производства.

Новые и усовершенствованные ГТУ должны быть специально разработаны для энергетического применения, оборудованы малоэмиссионными камерами сгорания (с выбросами оксидов азота не более 50 мг/м³), иметь большой рабочий ресурс (до 150–200 тыс. часов). Котлы-утилизаторы для крупных ПГУ должны иметь контуры двух-трех давлений для эффективной работы при различных нагрузках. Продолжение совершенствования отечественных паровых турбин позволит повысить КПД.

Для совершенствования ГТУ и ПГУ необходимы новые жаропрочные материалы и барьерные покрытия при конструировании горячей части ГТУ, использование цифровых технологий и оптимизационных алгоритмов при проектировании основного и вспомогательного оборудования, внедрение аддитивных производственных технологий при изготовлении элементов компрессоров и теплообменных аппаратов, применение эффективных систем управления.

Целесообразно наращивать усилия по разработке отечественных технических средств и интеллектуальных систем диагностики состояния основного и вспомогательного оборудования энергетических установок в режиме реального времени – высокочувствительных и надежных сенсоров, в т. ч. бесконтактных.

В долгосрочной перспективе необходимо учитывать реализацию климатических целей в рамках Парижского соглашения [61] и политики декарбонизации. Прогнозируется энергетическое применение водорода и широкое использование природного газа в качестве основного топлива [62].

Реализация политики декарбонизации вызовет новую волну электрификации экономики и общества, включая переход на электротранспорт и электроотопление, что существенно увеличит спрос на электроэнергию и мощность. В связи с этим актуальными является разработка отечественных:

- ГТУ большой мощности (300 МВт и более), конкурентоспособных на внутреннем и внешних рынках энергетического оборудования, и на их основе – утилизационных ПГУ предельной эффективности (с КПД до 65-66%);
- энергетической ГТУ на водороде;
- гибридных электрогенерирующих установок на основе высокотемпературных топливных элементов и ГТУ или ПГУ с КПД до 65–75%.

Разработка в стране сверхмощных газовых турбин (выше 300 МВт) и ПГУ (800–1200 МВт) требует соответствующего технико-экономического обоснования, что обусловлено потенциально большими затратами. Задачу разработки отечественных газовых турбин большой мощности с перспективными техническими характеристиками следует рассматривать как стратегическую, гарантирующую сохранение и развитие научно-технологического потенциала страны. Владение технологиями производства мощных газовых турбин позитивно характеризует научно-технологический уровень энергетического машиностроения страны.

Раздел 4 Производство энергии при сжигании жидкого топлива

Согласно результатам анкетирования ТЭС, мазут используется в качестве основного топлива в основном на водогрейных котлах мощностью до 135 Гкал/час и на барабанных котлах паропроизводительностью до 50 т/час. На ряде отдельных ТЭС мазут используется в качестве резервного топлива, а также в качестве дополнительного топлива для подсветки пылеугольного факела.

На Нарьян-Марской электростанции, Норильской ТЭЦ-2 и Магаданской ТЭЦ в дополнение к природному газу используется дизельное топливо.

В связи с ограничением экспорта нефтепродуктов и снижением цен на мазут в последние время наметилась тенденция к некоторому повышению доли мазута в топливном балансе российских ТЭС.

4.1 Описание технологических процессов

В качестве жидких топлив для КТЭУ используются топочные мазуты марок М-40 и М-100 (ГОСТ 10585-2013) – для сжигания в котлах и газотурбинное топливо (ГОСТ 10433-75) – для сжигания в ГТУ.

Жидкое топливо поставляется на ТЭС обычно железнодорожным транспортом в специальных цистернах и хранится в вертикальных стальных цилиндрических резервуарах, расположенных по противопожарным условиям на достаточном удалении от главного корпуса ТЭС. В зависимости от климатических условий, в месте расположения объекта и типа хранимого топлива резервуары могут потребовать оснащения системой нагрева для того, чтобы довести жидкое топливо до необходимой температуры с целью осуществить его перекачку и качественное распыление в форсунках. Перекачка топлива из резервуаров хранения к устройствам сжигания (котлам и ГТУ) осуществляется по наземным трубопроводам [63].

Жидкое топливо должно отвечать следующим требованиям [64]:

- устойчиво и полностью сгорать с достаточным тепловыделением в широком диапазоне избытка воздуха;
- хорошо перекачиваться насосами и распыляться форсунками, не изнашивать топливное оборудование;
- не вызывать коррозии и загрязнения поверхностей нагрева;
- при хранении и многократных нагревах не образовывать смолистых осадков и отложений, свидетельствующих об изменении их физико-химических свойств;
- удовлетворять требованиям безопасного обращения с топливом.

На паротурбинных ТЭС в качестве жидкого топлива в основном сжигается мазут марок М-40 и М-100. В отдельных редких случаях в качестве жидкого топлива может использоваться сырая или отбензиненная нефть.

Доставленный на ТЭС железнодорожным транспортом мазут сливают из цистерн самотеком после предварительного разогрева с обеспечением температуры мазута на всасе насосов приемной емкости не ниже 60°C. Нагревание мазута в цистернах осуществляют:

- в специальных камерах (тепляках) с помощью перегретого или насыщенного пара, подаваемого к днищу цистерны;

- циркуляционным способом – прокачкой через цистерны предварительно нагретого в специальных теплообменниках мазута через закрытые устройства нижнего слива без контакта с наружной средой;
- способом индукционного разогрева.

Емкость приемного резервуара для топлива, доставляемого железнодорожным транспортом, должна обеспечивать при аварийной остановке перекачивающих насосов прием топлива в течение 30 минут.

Для предотвращения загрязнения воды и почвы площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода пролитого мазута в специальные ловушки.

Перекачивание мазута по трубопроводам осуществляется только в нагретом состоянии. Это связано со способностью мазута застывать при температуре окружающей среды.

Хранение мазута осуществляется в металлических или железобетонных резервуарах. Крышки люков в резервуарах должны быть всегда плотно закрыты на болты с прокладками. Для предотвращения растекания мазута надземные баки-резервуары хранения мазута должны обваловываться. Объем обвалования должен быть равен объему наибольшего резервуара.

Подача мазута из хранилища в котельную осуществляется по магистральным трубопроводам, снабженным параллельно проложенными трубами с паром, имеющим общую теплоизоляцию. Одной из важнейших характеристик мазута является вязкость. Для обеспечения текучести мазута по трубопроводам его необходимо подогревать до температуры 80–130°C в зависимости от количества парафиносодержащих соединений в топливе. Для этого мазут перед поступлением в магистральный трубопровод проходит через паровой подогреватель, на выходе из которого обеспечиваются оптимальная температура и вязкость мазута. Затем мазут проходит через фильтры грубой и тонкой очистки, в которых очищается от примесей с целью предотвращения забивания узких каналов мазутных форсунок.

Система подготовки мазута к сжиганию может включать устройства для его гомогенизации и ввода в мазут жидких присадок, повышающих однородность топлива и уменьшающих интенсивность коррозии котлов [64].

Для обеспечения пожаробезопасности температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15°C ниже температуры вспышки. Кроме того, все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний. Также предусматривается сигнализация предельного повышения и понижения давления и повышения температуры топлива, подаваемого в котельную на сжигание. Контроль температуры мазута в разных точках мазутного хозяйства осуществляется при помощи термометров сопротивления типов ТСМ и ТСП [63].

Сжигание жидких топлив осуществляется в факеле топок котлов [65]. Для этого топливо распыляется в топке посредством форсунок до мелких капель (в диапазоне 30–150 мкм). По принципу действия форсунки разделяются на: центробежные механические, пневмомеханические (паровые, воздушные) и пневматические.

Форсунки устанавливаются в горелки, через которые в топочную камеру подается предварительно подогретый до температуры 280–320°C горячий воздух в

количестве, необходимом для полного сгорания жидкого топлива. При сжигании жидких и газообразных топлив используют в основном вихревые горелки, установленные в 2-3 яруса на фронтальной стене топочной камеры или встречно на противоположных стенах топки.

При сжигании мазута должны быть учтены следующие проблемы:

- необходимость дополнительного нагрева перед распылением из-за высокой вязкости;
- склонность топлива к формированию коксовых частиц;
- формирование отложений на конвективных поверхностях нагрева;
- низкотемпературная сернистая коррозия воздухоподогревателей.

Две первые проблемы вызваны высоким молекулярным весом и асфальтеновой природой некоторых элементов, входящих в состав топлива. Вторая и третья проблемы возникают из-за присутствия в топливе серы, азота, ванадия.

Основным жидким топливом для стационарных энергетических ГТУ служит газотурбинное топливо, являющееся дистиллятом нефти или остаточных нефтепродуктов. Некоторые виды дизельного топлива, непригодные для использования в дизельных двигателях, также могут использоваться в ГТУ.

Жидкое топливо, предназначенное для использования в газовых турбинах, должно быть очищено с целью уменьшения концентрации натрия, калия и кальция, а также удаления твердых примесей, присутствие которых являются губительным для лопаток газовой турбины, и удовлетворять следующим требованиям:

- высокая степень чистоты;
- низкая степень коррозионной активности по отношению к вспомогательным частям и узлам и к горячим лопастям турбины;
- низкая степень осадкообразования, особенно на лопатках горячей ступени турбины.

На газотурбинной ТЭС установка подготовки жидкого топлива включает в себя нагреватели топлива (электрического типа или с паровым контуром), а также необходимые насосы и трубопроводы. Перед подачей на сжигание в ГТУ топливо должно быть доведено до необходимого давления, превышающего рабочее давление в камере сгорания.

Эффективность сжигания жидкого топлива в камерах сгорания ГТУ определяется полнотой сгорания топлива, которая зависит от температуры в зоне горения и давления. Однако сжигание жидкого топлива может сопровождаться механическим и химическим недожогом.

Механический недожог, сопровождающийся образованием твердых частиц (в том числе золы), не только снижает экономичность камер сгорания, но и влияет на их надежность. Наличие твердых несгоревших частиц вызывает эрозию проточной части газовой турбины. При этом липкая зола откладывается на лопатках турбины, в результате чего снижаются ее мощность и КПД, а также появляется небаланс ротора. Возникающие иногда отложения в самой камере сгорания приводят к неравномерному нагреву пламенных труб, их короблению и растрескиванию, а отрывы наростов могут повредить проточную часть турбины.

Химический недожог связан с недостаточным временем пребывания газа в зоне горения, т. е. за этот период не успевает произойти химическая реакция горения.

Химический недожог возникает при недостаточной длине камеры сгорания и переохлаждении ее отдельных участков, а также при низкой температуре горения, др.

Несмотря на это, в камерах сгорания ГТУ обеспечивается достаточно высокая полнота сгорания топлива, которая в расчетных режимах достигает уровня 0,96–0,98.

Ниже в таблице 4.1 приведены первичные (внутритопочные) мероприятия снижения выбросов оксидов азота и диоксида серы, не требующие реконструкции котла или установки дополнительного газоочистного оборудования.

Т а б л и ц а 4.1 – Применяемые методы снижения выбросов ЗВ в атмосферу, не требующие технического переоснащения и реконструкции при сжигании мазута

Метод	Описание
Выбор топлива	Использование мазута с низким содержанием серы
Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла (упрощенное двухступенчатое сжигание)	Метод основывается на использовании одной или нескольких горелок (предпочтительно в верхнем ярусе горелок) для подачи только воздуха с перераспределением топливной нагрузки на остальные горелки. Необходим запас мощности у горелок, которые остаются в работе
Впрыск воды/пара	Вода или пар подаются в зону горения топлива через отдельные форсунки или предварительно смешивается с топливом до его сжигания в специальных устройствах (эмульгаторах) и в виде водомазутной эмульсии подаются через топливные форсунки для снижения температуры горения в топке котла и подавления образования термических NO_x . Сопровождается снижением КПД котла и усилением низкотемпературной сернистой коррозии воздухоподогревателя
Умеренный контролируемый недожог (низкие избытки воздуха)	Метод основывается на следующих основных признаках: - сведение к минимуму присосов воздуха в топку; - тщательный контроль подачи воздуха для сжигания; - сжигание топлива с умеренным регулируемым химнедожогом
Нестехиометрическое сжигание	Метод основывается на разбалансе топливовоздушного соотношения в горелочных устройствах или по ярусам горелок. Необходимо проведение наладочных испытаний с целью определения оптимальной величины разбаланса и недопущения резкого возрастания химического недожога топлива
Снижение температуры воздуха горения	Байпасирование части воздуха, помимо воздухоподогревателя, приводит к снижению температуры воздуха, подаваемого на горение, и снижению образования термических NO_x . Возможны увеличение химического недожога и снижение КПД
Одновременное сжигание мазута и газа	Позволяет сократить выбросы оксидов серы и снижает образование топливных оксидов азота

4.2 Текущие уровни эмиссии в окружающую среду

Маркерными загрязняющими веществами при работе КТЭУ на жидком топливе являются оксиды азота (диоксид азота NO_2 и оксид азота NO в пересчете на NO_2), диоксид серы, зола мазутная (в пересчете на ванадий) и монооксид углерода (Приложение Б). Результаты анкетирования ТЭС за 2020 год показали, что сжигание мазута в КТЭУ с входной тепловой мощностью от 50 МВт и выше производится только в водогрейных котлах типа ПТВМ-50, КВГМ-100 и ПТВМ-180. Среднегодовое число часов работы оборудования за 3 последних года колеблется в диапазоне 64–3562 час/год. Таким образом, мазутные котлы используются для пусков основного энергетического оборудования и работы в отопительном режиме в зимний период.

Выбросы маркерных ЗВ из таких котлов составили (рис. 4.1–4.3):

- оксиды азота – 305–660 мг/м^3 ;
- диоксида серы – 1015–1150 мг/м^3 (при $S^r = 1,5\%$)
– 3040–3750 мг/м^3 (при $S^r = 2,5\%$);
- монооксида углерода – 10–245 мг/м^3 .

Методология определения технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу при сжигании топлива в целях производства энергии на КТЭУ приведена в разделе 2.2.2.

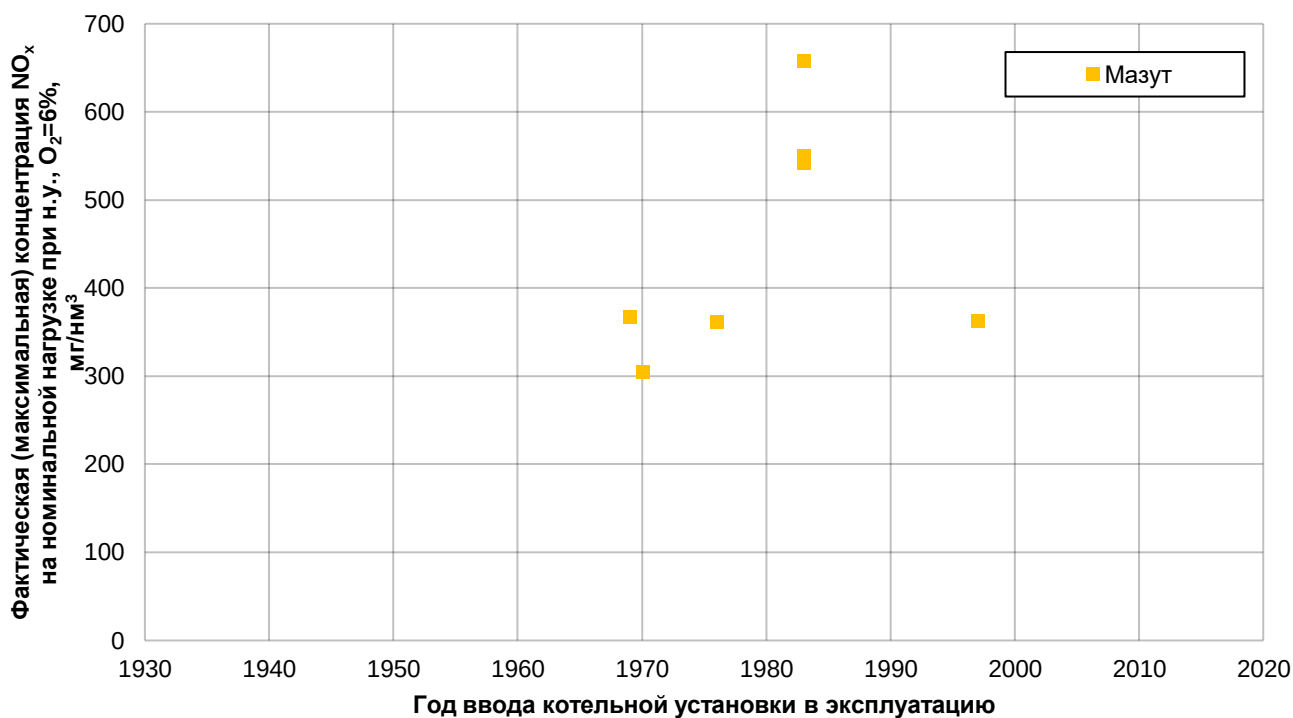


Рисунок 4.1 – Максимальные концентрации оксидов азота на номинальной нагрузке (мг/м^3) в зависимости от сроков ввода оборудования в эксплуатацию

Все указанные в анкетах водогрейные котлы оборудованы вихревыми горелками со встречным расположением на противоположных стенах топки. Рециркуляция дымовых газов в зону горения, так же, как и другие внутритопочные мероприятия, направленные на снижения выбросов оксидов азота, отсутствуют. Этим объясняется повышенные концентрации NO_x свыше 400 мг/м^3 у 30% котлов. Выбросы оксидов азота на этих котлах могут быть уменьшены ниже нормативных значений

путем реализации малозатратных первичных режимно-наладочных мероприятий, таких как пониженные избытки воздуха, нестехиометрическое сжигание, не требующих реконструкции котлов.

На практически всех энергетических газомазутных котлах, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, были внедрены внутритопочные мероприятия, направленные на подавление образования NO_x . Поэтому технологические показатели выбросов оксидов азота при сжигании мазута предлагается установить на уровне 400 мг/м^3 , что выше, чем при сжигании природного газа.

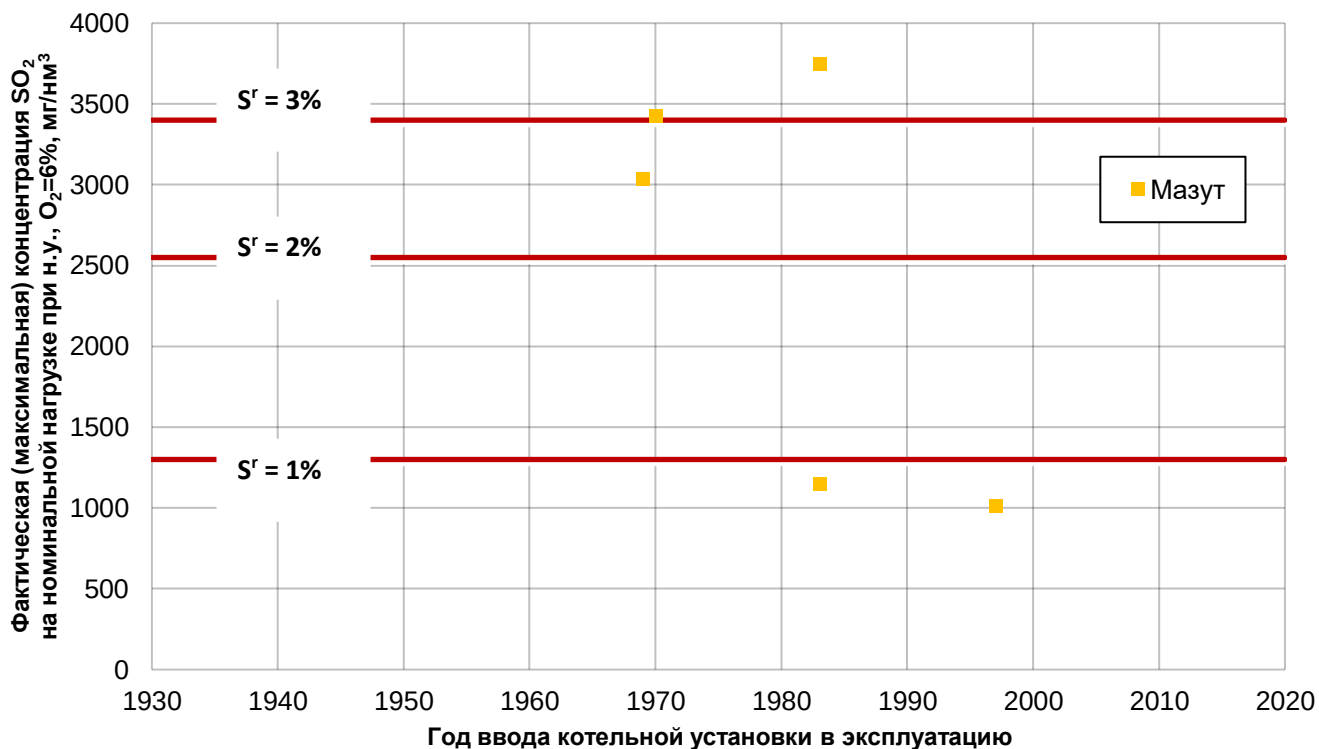


Рисунок 4.2 – Максимальные концентрации диоксида серы на номинальной нагрузке (мг/м^3) в зависимости от сроков ввода оборудования в эксплуатацию

Выбросы диоксида серы в отсутствии установок сероочистки дымовых газов полностью определяются серосодержанием мазута. Поэтому для оборудования, введенного в эксплуатацию до 31.12.2000, в качестве технологических показателей выбросов SO_2 могут быть приняты концентрации, рассчитанные по балансовым уравнениям в зависимости от содержания серы в топливе. Для упрощения определения технологических показателей выбросов диоксида серы из КТЭУ предлагается установить для следующих диапазонов содержания серы в мазуте:

- для $S' \leq 1\%$: 1300 мг/м^3 ;
- для $1\% < S' \leq 2\%$: 2550 мг/м^3 ;
- для $2\% < S' \leq 3\%$: 3400 мг/м^3 .

Введение более строгих ограничений для КТЭУ данной группы нецелесообразно по причинам технических ограничений (отсутствие площади) для применения на них установок сероочистки и малой доли мазута в топливном балансе российских ТЭС.

Для котлов с вводом в эксплуатацию с 01.01.2001 по 31.12.2025, с учетом

предложенных НДТ снижения выбросов SO_2 , технологические показатели должны быть установлены на уровне, достигнутом существующими технологиями в отрасли.

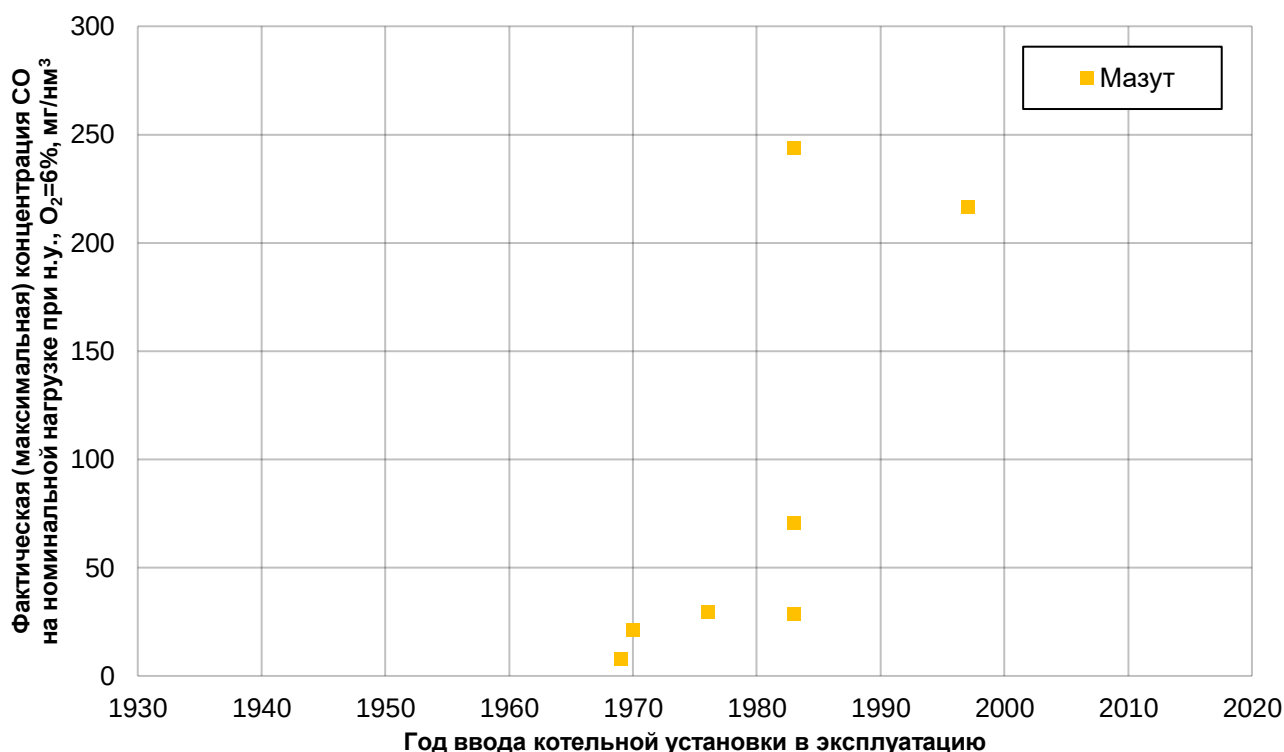


Рисунок 4.3 – Максимальные концентрации монооксида углерода на номинальной нагрузке (мг/м^3) в зависимости от сроков ввода оборудования в эксплуатацию

Максимальное значение выбросов монооксида углерода не превышает нормативных значений (300 мг/м^3) и для большинства котлов, как правило, составляет менее 100 мг/м^3 . Технологические показатели выбросов CO при сжигании мазута могут быть приняты в соответствии с ГОСТ Р 50831-95.

В соответствии с ГОСТ Р 50831-95, норматив удельных выбросов золы жидкого топлива не устанавливается. Нормирование массовых выбросов мазутной золы ТЭС и котельных в атмосферу производится только по содержанию в ней ванадия из расчета предельно допустимой среднесуточной концентрации мазутной золы (в пересчете на элемент ванадий) ПДКСС = $0,002 \text{ мг/м}^3$.

Жидкое топливо в ГТУ в настоящее время используется только в качестве резервного. Результаты по выбросам маркерных ЗВ из ГТУ при работе на жидком газотурбинном топливе в анкетах отсутствуют. Жидкое газотурбинное топливо содержит в своем составе «материнский» азот, который при сжигании дает эмиссию топливных оксидов азота дополнительно к образованию термических NO_x . В этой связи предлагается для ГТУ и ПГУ установить технологический показатель выбросов оксидов азота в атмосферу выше, чем при сжигании природного газа, и равным 100 мг/м^3 . Технологический показатель выбросов CO можно принять на уровне 300 мг/м^3 .

Предельные значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ, определенные по описанной методологии, представлены в Приложении Г.

4.3 Определение НДТ при сжигании жидкого топлива

4.3.1 Определение наилучших доступных технологий для разгрузки, хранения и подготовки жидкого топлива

Технологии, подлежащие рассмотрению при определении НДТ для разгрузки, хранения, обработки и подготовки жидкого топлива, представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Технологии предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении, обработки и подготовки жидкого топлива, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное снижение выбросов	Применение		Уровень опыта эксплуатации	Перекрестные влияния, ограничения применимости
		Новые установки	Модернизированные		
Обваловка наземных резервуаров	Снижение риска загрязнения воды и почвы	Возможно	Возможно	Да	Нет
Системы автоматического контроля для предотвращения перелива	Снижение риска загрязнения воды и почвы	Возможно	Возможно	Да	Нет
Регулярные проверки резервуаров хранения и трубопроводов	Снижение риска загрязнения воды и почвы	Возможно	Возможно	Да	Нет

4.3.2 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов диоксида серы SO₂ при сжигании жидкого топлива

Технологии снижения выбросов SO₂ при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению при определении НДТ, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Технологии снижения выбросов SO₂ при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению

Технология	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применение		Эксплуатационный опыт	Перекрестные влияния, ограничения применимости
		Новые установки	Модернизированные		
Использование мазутного топлива с низким содержанием серы	Снижение выбросов SO ₂ в источнике	Возможно	Возможно	Да	-
Совместное сжигание жидкого топлива и природного газа	Снижение выбросов SO ₂ в источнике	Возможно	Возможно	Да	Одновременное снижение выбросов NO _x и CO

4.3.3 Определение наилучших доступных технологий снижения выбросов оксида азота NO_x при сжигании жидкого топлива

Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению при определении НДТ, приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Технологии снижения выбросов NO_x при сжигании жидких топлив, подлежащие рассмотрению

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Контролируемое снижение избытка воздуха	15–30	При наличии контроля за содержанием СО в дымовых газах за котлом	Да	Допустимое увеличение содержания СО в уходящих дымовых газах до 100–200 мг/м ³	Не требует реконструкции котла
Нестехиометрическое сжигание	20–40	При наличии нескольких горелок (минимум двух горелок на разных ярусах) и контроля СО	Да	Повышение избытка воздуха	Не требует реконструкции котла
Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла (упрощенное двухступенчатое сжигание)	20–30	При наличии двух или более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Не требует реконструкции котла, воздух подается через отключенные по топливу горелки

Продолжение таблицы 4.4

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Двухступенчатое сжигание	30–50	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки. Не рекомендуется на котлах СКД	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
Малоэмиссионная горелка*)	30–50	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
Рециркуляция дымовых газов	20-50	На всех котлах	Да	Рост температуры перегрева. Снижение КПД	Требуется организация подачи газов в топку
Комплексный метод, сочетающий двухступенчатое сжигание или нестехиометрическое сжигание с рециркуляцией	50–70	При наличии двух или большего числа ярусов	Да	Повышение избытка воздуха. Снижение КПД. Возможно увеличение выхода СО	Требуется реконструкция

Окончание таблицы 4.4

Метод	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	30–50	Да	Ограниченный	Возможен вынос аммиака до 20 мг/м ³ с уходящими газами	Требуется монтаж узла ввода реагента и оборудования для его хранения и подачи
Комплексный метод, сочетающий внутритопочные мероприятия с СНКВ	50–80	Да	Ограниченный	Возможен вынос аммиака до 20 мг/м ³ с уходящими газами	-
Малозэмиссионная камера сгорания ГТУ (МЭКС)	Эмиссия NO _x менее 50 мг/м ³	Да	Ограниченный	Возможно увеличение выхода СО	Горелки предварительного смешения
Эмульгирование мазута (водомазутная эмульсия)	10–20	На всех котлах	Ограниченный	Повышение устойчивости горения факела. Увеличение потерь с уходящими газами, снижение КПД, увеличение интенсивности низкотемпературной коррозии воздухоподогревателя	Требуется реконструкция схемы мазутопровода в пределах мазутонасосной станции

* Малозэмиссионными являются горелочные устройства, конструкция которых позволяет подавлять образование NO_x непосредственно в процессе горения.

4.4 НДТ при сжигании жидкого топлива

4.4.1 НДТ разгрузки, хранения и транспортировки жидкого топлива

НДТ для предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – НДТ для предотвращения эмиссий в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива

Влияние	Номер НДТ	Наилучшие доступные технологии
Загрязнение воды	НДТ 4.1	Использование систем хранения жидкого топлива, которые размещаются в герметичной обваловке емкостью, как минимум, максимального объема самого большого резервуара. Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы утечки из верхней части резервуара и из систем перелива могли бы быть перехвачены и находиться внутри обваловки. Должна быть предусмотрена сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание
	НДТ 4.2	Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута
	НДТ 4.3	Ливневые и талые воды должны быть собраны и обработаны в системах очистки перед сбросом или утилизироваться на ТЭС
Пожаро-безопасность	НДТ 4.4	Температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15°C ниже температуры вспышки, но не выше 90°C
	НДТ 4.5	Все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний

4.4.2 НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании жидкого топлива

НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании жидкого топлива – применение одного или нескольких из перечисленных технологических методов:

НДТ 4.6 Режимно-наладочные методы:

НДТ 4.6.1 Контролируемое снижение избытка воздуха.

НДТ 4.6.2 Нестехиометрическое сжигание.

НДТ 4.6.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла.

НДТ 4.7 Технологические методы, требующие изменения конструкции КТЭУ:

НДТ 4.7.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла.

НДТ 4.7.2 Малоэмиссионная горелка.

НДТ 4.7.3 Рециркуляция дымовых газов.

НДТ 4.7.4 Технология сжигания водомазутной эмульсии.

НДТ 4.7.5 Малоэмиссионная камера сгорания ГТУ (МЭКС).

НДТ 4.8 Азотоочистка газов:

НДТ 4.8.1 Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ).

4.4.3 НДТ снижения выбросов оксидов серы SO_2 при сжигании жидкого топлива

НДТ снижения выбросов SO_2 при сжигании жидкого топлива:

НДТ 4.9.1 Использование топлива с низким содержанием серы.

НДТ 4.9.2 Уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа.

4.4.4 НДТ ликвидации продуктов очистки оборудования мазутного хозяйства

НДТ 4.10.1 Оборудование мест временного хранения (накопления) отходов, образовавшихся в результате зачистки и промывки оборудования.

НДТ 4.10.2 Утилизация (ликвидация) продуктов зачистки путем сжигания в котлах или специальных утилизационных печах или передачи для вторичного использования.

НДТ 4.10.3 Ликвидации твердых и сгустившихся продуктов очистки путем выгрузки их на угольный склад и дальнейшего сжигания в котлах.

НДТ 4.10.4 Захоронение продуктов очистки в специально выбранных местах по согласованию с пожарной и санитарной инспекциями.

Раздел 5 Системы охлаждения КТЭУ

В ИТС 20-2016 «Промышленные системы охлаждения» приведены сведения по следующим наилучшим доступным технологиям охлаждения (НДТ ПСО), применяемым российской промышленностью и энергетикой:

- прямоточные водные системы охлаждения;
- оборотные водные ПСО с брызгальными бассейнами;
- оборотные водные ПСО с водоемами-охладителями;
- оборотные водные ПСО с атмосферными градирнями;
- оборотные водные ПСО с башенными испарительными градирнями (с естественной тягой);
- оборотные водные ПСО с вентиляторными испарительными градирнями (с принудительной тягой или под наддувом);
- оборотные водные ПСО с эжекционными градирнями;
- воздушные ПСО с радиаторными градирнями с естественной тягой;
- воздушные ПСО с вентиляторными радиаторными градирнями (с принудительной тягой или под наддувом);
- комбинированные ПСО, в которых в рамках единой системы охлаждения применяются типы ПСО и охладители различных типов, в том числе комбинации прямоточных и оборотных систем, прямоточных систем с организацией частичного оборотного или повторного использования воды, оборотных систем с различными типами охладителей.

Для каждой из НДТ ПСО определены их классификационные признаки, позволяющие идентифицировать НДТ; перечни технологического оборудования, применяемого при внедрении и эксплуатации НДТ; значимые аспекты, уровни воздействий на окружающую среду и потребления природных и энергетических ресурсов; области, условия и ограничения применения.

На основе сведений, приведенных в ИТС 20-2016, можно сделать следующие основные выводы относительно применения НДТ ПСО в тепловой электроэнергетике:

1. В тепловой электроэнергетике могут применяться все идентифицированные НДТ ПСО.

2. КТЭУ относятся к термочувствительному типу охлаждаемого оборудования, от возможности ПСО отводить избыточное тепло в необходимом объеме и при наименьшей температуре существенно зависят показатели потребления ресурсов, энергоэффективности, воздействий на окружающую среду КТЭУ. При этом объемы потребления и воздействий от охлаждаемого КТЭУ существенно превышают объемы потребления и воздействий от ПСО. В связи с этим при принятии любых решений, касающихся проектирования строительства или реконструкции, эксплуатации и технического обслуживания ПСО, необходим комплексный подход, учитывающий не только прямые воздействия ПСО на окружающую среду, но и их косвенные воздействия на работу охлаждаемого технологического оборудования. Иными словами, при принятии решения относительно конструкции, применяемых материалов, объемов и методов технического обслуживания и эксплуатации новых и действующих ПСО необходимо принимать во внимание совокупное потребление

энергии, природных ресурсов и воздействия на окружающую среду охлаждаемого оборудования и системы охлаждения.

3. Потребление всеми типами ПСО энергии, природных ресурсов, интенсивность воздействий на окружающую среду, как правило, увеличиваются с ростом их производительности по объему отводимого тепла. Поэтому, с целью снижения объемов потребления ресурсов и воздействий на окружающую среду, необходимо принять все доступные меры к снижению объемов избыточного тепла, отводимого в окружающую среду. НДТ для новых и действующих ПСО является организация повторного использования тепла внутри производственного объекта или внешнего использования тепла за пределами производственного объекта.

4. Исходя из комплексного анализа НДТ ПСО, включая их прямые и косвенные воздействия, наиболее предпочтительными для энергообъектов являются водные ПСО, прежде всего, прямоточные и оборотные с водоемами-охладителями или комбинированные на их основе.

5. Для новых энергообъектов элементом НДТ является выбор участка для строительства с расположенным поблизости поверхностным водным объектом, который может быть использован для организации водных систем охлаждения: прямоточных, оборотных с водоемами-охладителями или комбинированных на их основе.

6. Если в состав ПСО входят водозаборные сооружения из природных водных объектов, то на них должны приниматься меры по предотвращению или снижению объемов гибели и повреждения рыбы и других водных организмов.

Методы решения этой задачи существенно зависят от местных условий, расположения водозабора относительно нерестилищ, путей миграции молоди водных организмов, видового состава экосистемы, гидрологических характеристик водного объекта и других факторов. Несмотря на обилие применяемых методов и конструкций рыбозащиты, ни один из них не был идентифицирован как общеприменимый элемент НДТ. В то же время в результате проведения предварительных исследований для новых и существующих водозаборов всегда может быть найдено достаточно эффективное решение по предотвращению или снижению ущерба для водных организмов.

7. Для водных оборотных ПСО элементами НДТ являются меры по предотвращению загрязнения циркуляционной и продувочных вод загрязняющими веществами, прежде всего биоцидами. Строительство очистных сооружений для очистки продувочных вод в общем случае не является элементом НДТ. В то же время для конкретного проекта ПСО в качестве элемента НДТ могут быть признаны отведение продувочных вод по отдельной системе канализации и их очистка на отдельных (локальных) очистных сооружениях от взвешенных веществ, нефтепродуктов, органических веществ или веществ, попадающих в ПСО из охлаждаемого технологического оборудования с организацией повторного использования очищенных сточных вод. Целесообразность такого решения должна быть подтверждена анализом всех значимых аспектов (энергопотребление, потребление воды, сбросы загрязняющих веществ и т.д.).

Применение химических веществ в оборотных водных системах с градирнями и брызгальными бассейнами для поддержания высокого уровня эффективности и надежности ПСО, снижения интенсивности процессов коррозии, механических и

солевых отложений, биозагрязнения является элементами НДТ при условии реализации следующих мер, направленных на снижение объемов их применения:

- применение доступных методов поддержания эффективности и надежности ПСО, не связанных с вводом реагентов в циркуляционную воду;
- выбор менее экологически опасных реагентов из числа доступных;
- оптимизация методов применения реагентов.

Общие меры повышения эффективности и надежности ПСО, не требующие применения экологически опасных химических веществ, которые могут быть приняты при проектировании системы охлаждения:

- выбор на основе технико-экономических расчетов коррозионностойких материалов для теплообменников, трубопроводов, других частей ПСО с учетом свойств охлаждаемой и охлаждающей сред и стоимости материалов;
- элементом НДТ является применение специальных нетоксичных покрытий, снижающих гидравлическое сопротивление тракта и препятствующее биозагрязнению ПСО;
- исключение в конструкции системы охлаждения избыточных сопротивлений, источников возмущения потока воды, мест, удобных для роста макрозагрязнителей, обеспечение необходимой скорости воды;
- применение методов улучшения качества охлаждающей воды путем очистки подпиточной воды. Элементами НДТ являются выбор мест и методов забора воды, препятствующих попаданию в нее взвесей и мусора, очистки воды от взвесей, плавающего мусора, растительных остатков (при их наличии) воды, забираемой из поверхностных водных объектов;
- рассмотрение возможностей механической очистки системы охлаждения на действующем оборудовании и альтернативных физических и механических методов обработки ПСО, например, шариковой очистки, термической очистки.

После снижения чувствительности системы охлаждения к загрязнению и коррозии с помощью перечисленных профилактических мер обработка циркуляционной воды для поддержания эффективности теплообмена может быть все еще необходима. Выбор наименее вредных для водной среды реагентов и их применение самым эффективным способом являются элементами НДТ.

Для снижения расхода реагентов на новых и действующих ПСО элементом НДТ может быть применен каталитический метод обеззараживания охлаждающей воды на основе применения перекиси водорода.

Таблица 5.1 – НДТ систем охлаждения КТЭУ

№ НДТ	НДТ	Ссылки на разделы ИТС 20 с описанием НДТ	Цель (преимущества, выгоды) применения элемента НДТ	Область, условия и ограничения применения НДТ	Используемое оборудование	Технологические показатели и методы их контроля
5.1	Прямоточные ПСО	5.2	Раздел 5.2.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.2.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.2	Оборотные водные ПСО с водоемами-охладителями	5.3	Раздел 5.3.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.3.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.3	Оборотные водные ПСО с брызгальными бассейнами	5.4	Раздел 5.4.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.4.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.4	Оборотные водные ПСО с атмосферными градирнями	5.5	Раздел 5.5.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.5.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.5	Оборотные водные ПСО с башенными испарительными градирнями	5.6	Раздел 5.6.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.6.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.6	Оборотные водные ПСО с вентиляторными испарительными градирнями с принудительной тягой или под наддувом	5.7	Раздел 5.7.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.7.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.7	Оборотные водные ПСО с эжекционными испарительными градирнями	5.8	Раздел 5.8.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.8.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.8	Воздушные ПСО с башенными радиаторными градирнями	5.9	Раздел 5.9.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.9.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-
5.9	Воздушные ПСО с вентиляторными радиаторными градирнями, аппаратами воздушного охлаждения, воздушными конденсаторами	5.10	Раздел 5.10.2 ИТС 20-2016	Раздел 5.10.3 ИТС 20-2016	Приложение В ИТС 20-2016	-

Раздел 6 Воздействие ТЭС на водные объекты

6.1 Виды воздействия ТЭС на водные объекты

Водные ресурсы используются в существенных объемах для удовлетворения следующих основных производственных потребностей ТЭС:

- охлаждения основного генерирующего (конденсаторы паровых турбин, газоохладители генераторов) и вспомогательного (маслосистемы турбин, трансформаторы, компрессоры, тягодутьевые машины, насосное оборудование и т.п.) оборудования;
- компенсации пароводяных потерь в основных технологических циклах, потерь при невозврате конденсата потребителями пара, подпитки систем централизованного теплоснабжения (как правило, после водоподготовки);
- компенсации потерь в водных системах золоулавливания и золошлакоудаления на угольных ТЭС.

Водопотребление для удовлетворения хозяйственно-бытовых нужд персонала энергопредприятий не связано со значительными объемами расхода воды, рисками и затратами.

Кроме забора воды из водных объектов, ТЭС могут отводить в них стоки, которые в итоге могут влиять на температуру и химический состав водных объектов. Можно выделить следующие группы сточных вод, существенно различающиеся по объемам, составу и методам обращения с ними:

- возвратные воды систем охлаждения технологического оборудования;
- засоленные стоки от обессоливающих установок ВПУ, блочных, автономных, общестанционных установок очистки конденсата, установок подпитки теплосетей;
- замасленные и замазученные воды, в том числе дренажные воды производственных помещений, турбинных отделений, маслоаппаратных, компрессорных, загрязненный нефтепродуктами конденсат от внутренних и сторонних потребителей пара;
- стоки, в основном загрязненные взвешенными веществами: поверхностный сток с территории ТЭС;
- сточные воды угольных ТЭС, загрязненные в результате контакта с углем или угольной золой: сбросы из систем гидрозолошлакоудаления, дренажные воды помещений и аспирационных систем топливоподач и котельных отделений;
- стоки, загрязненные специфическими веществами: обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлоагрегатов, работающих на жидком топливе; отработанные растворы химических очисток оборудования.

6.2 Воздействие систем охлаждения ТЭС

Наибольшие объемы забора и сброса сточных вод на ТЭС имеют прямоточные и оборотные водные системы охлаждения технологического оборудования. Объемы данных видов воздействия существенно зависят от типа генерирующего оборудования и его энергоэффективности, типа применяемой системы охлаждения, установленной мощности и климатических условий в месте размещения станции.

С точки зрения эффективности охлаждения (и, соответственно, общей энергетической и экологической эффективности основного технологического процесса), затрат энергии на собственные нужды систем охлаждения, объема безвозвратных потерь воды из водных объектов, интенсивности негативных воздействий на окружающую среду наиболее предпочтительны прямоточные системы охлаждения. При прочих равных условиях они обеспечивают наивысшую эффективность работы основного оборудования с минимальными энергозатратами, приводят к наименьшим безвозвратным потерям воды из водных объектов, не загрязняют водоемы химическими веществами.

В то же время в прямоточных системах охлаждения образуется наибольший объем стоков, который составляет 100–300 м³/МВт*ч выработанной электроэнергии – в зависимости от климатических условий. Системы прямоточного охлаждения применяются на порядка 40% российских ТЭС. По сведениям участников анкетирования, объем возвратных теплообменных вод прямоточных систем составляет в среднем 86% воды, забранной из водного объекта. Остальные 14% используются повторно для различных целей: возвращаются для частичного оборота охлаждающей воды, а также в качестве исходной воды для водоподготовки, для подпитки систем ГЗУ и других производственных нужд ТЭС.

Снижению объема возвратных вод способствуют меры поддержания чистоты теплообменных поверхностей конденсаторов. По итогам анкетирования сообщалось о широком применении систем шариковой очистки конденсаторов – на 120 из 532 турбоагрегатов (23%). Кроме того, для этой цели применяются многоскоростные циркуляционные насосы, что позволяет регулировать объемы забора воды в соответствии с потребностями отведения избыточного тепла, климатическими условиями.

В целях снижения платы за забор воды на некоторых ТЭС с прямоточными системами организуется частичный оборот воды: часть теплых возвратных вод направляется на вход систем охлаждения. Для организации оборота воды используются существующие системы подавления шуги или специально создаваемые сооружения. Доля оборотной воды может быть существенной и составлять десятки процентов от объема забранной воды в зависимости от экономической эффективности мероприятия и текущих климатических условий. Необходимо отметить, что применение такого метода снижения объемов забора воды стало достаточно распространенным в результате значительного роста платы за водопользование. При этом экономические и экологические эффекты от его применения разнонаправлены:

- в результате сокращения объемов забранных и возвратных вод снижается плата за водопользование;
- при повышении температуры возвратных вод возрастают риски превышения ограничений по температуре возвратных вод и риски нанесения вреда водному объекту – приемнику возвратных вод, гидробионтам, другим водопользователям, например, рыбхозам;
- в случае повышения температуры охлаждающей воды снижается КПД ТЭС и увеличивается удельное потребление топлива, что влечет за собой рост выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ в атмосферу от КТЭУ. Растут затраты на топливо и плата за выбросы.

В связи с этим при внедрении данного метода необходим комплексный анализ экономических и экологических последствий и рисков.

Возвратные воды прямоточных систем охлаждения относятся к категории «нормативно чистые без очистки» и при сбросе в водный объект не подвергаются очистке, какие-либо химические реагенты в прямоточных системах не применяются. В соответствии с результатами анкетирования 23-х прямоточных систем охлаждения в их возвратных водах не наблюдается увеличения концентраций ни по одному из 19-ти параметров, которые были включены в анкеты, при этом стоки соответствуют нормативным требованиям только в 87% случаев. При включении в состав прямоточной системы охладителей маслосистем турбин в возвратных водах может наблюдаться увеличение концентрации нефтепродуктов. По данным анкетирования, это наблюдалось только в одной прямоточной системе охлаждения из 23, где концентрация нефтепродуктов в возвратной воде превышала значение этого показателя в забираемой воде в 10 раз, что, очевидно, свидетельствует о неплотности маслоохладителей.

Для предотвращения загрязнения водных объектов нефтепродуктами на ТЭС используют следующие специальные методы:

- охлаждение масла осуществляется через промежуточный циркуляционный контур. Этот метод применяют на 13% из 532 паровых турбин, упомянутых в анкетах. Средняя мощность циркуляционных насосов составляет порядка 150 кВт, или 0,1% от установленной электрической мощности турбоагрегата;

- на около 28% турбин (150 из 532) поддерживают давление охлаждающей воды в маслоохладителе выше, чем давление масла, что препятствует попаданию масла в воду. В то же время нужно отметить, что это создает риски обводнения масла и снижения надежности работы турбины.

Снижению рисков также способствует применение традиционных методов обеспечения надежности работы любого оборудования: контроль состояния металла и плотности охладителей, профилактические ремонты, своевременная замена. Снижению рисков сброса значительного объема масла в водный объект может способствовать установка за маслоохладителями датчиков наличия нефтепродуктов в воде с возможностью отключения каждого маслоохладителя. Имеется теоретическая возможность устройства автономных водных оборотных или воздушных систем охлаждения масла, однако о практическом применении такого метода при анкетировании не сообщалось.

Оборотные водные системы охлаждения являются наиболее распространенными в энергетике РФ. Охлаждение циркулирующей воды в них осуществляется за счет ее частичного испарения в специальных охладителях: испарительных градирнях, брызгальных бассейнах, прудах-охладителях. В результате постоянного испарения части циркуляционной воды в ней происходит повышение концентраций солей и возникает риск отложений карбоната кальция на поверхностях теплообмена и, как следствие, снижения КПД ТЭС. С целью предотвращения этих процессов необходимо отводить часть засоленной воды из системы и заменять ее свежей водой. Этот процесс называют продувкой оборотной системы, а сточные воды – продувочными.

Оборотные системы охлаждения с русловыми и наливными водохранилищами применяются на ТЭС при недостаточном расходе воды в источнике водоснабжения.

Эти системы менее энергоэффективны, чем прямоточные. Для таких систем характерны проблемы заиливания и зарастания водной растительностью прудов-охладителей, что требует дорогостоящих работ по их очистке.

Средний удельный объем образования продувочных вод, по данным анкетирования, составляет порядка 15 м³/МВт*ч. В соответствии с результатами анкетирования, 60% продувочных вод сбрасываются в водные объекты, 35% – в ливневую канализацию населенных пунктов, оставшаяся небольшая часть повторно используется на ТЭС. При этом более 40% продувочных вод, сбрасываемых в водные объекты, не подвергаются какой-либо очистке, нейтрализации или обеззараживанию, 30% подвергаются механической очистке (отстаиванию) и еще 30% – физико-химической очистке или нейтрализации. В 90% случаев эти стоки соответствуют нормативным требованиям, установленным разрешительными документами.

Отведение в ливневую канализацию населенных пунктов осуществляется, как правило, без предварительной очистки. При этом отводимая вода не всегда соответствует требованиям организаций, эксплуатирующих водопроводно-канализационное хозяйство.

В целях снижения объемов и (или) загрязненности продувочных вод возможно применение следующих способов:

- повышение коэффициента концентрирования за счет введения в циркуляционную воду химических реагентов с целью предотвращения или замедления роста солевых и механических отложений, развития коррозии, биологических обрастаний. По данным опросных анкет, средняя масса различных реагентов, вводимых в циркуляционную воду, составляет 0,7 г/м³. Однако диапазон изменения этого показателя очень широк – от 0,001 г/м³ до 7,6 г/м³ – и зависит от применяемых реагентов и их методов (непрерывная или периодическая обработка), свойств подпиточной воды, актуальности различных проблем в конкретных системах охлаждения. Основные используемые реагенты для подавления накипеобразования – обработка известью части охлаждающей воды, подкисление серной или соляной кислотой, фосфатирование. В последнее время наиболее эффективным методом является обработка охлаждающей воды различными фосфонатами с присадками диспергаторов. Для подавления биообрастания наиболее часто используется гипохлорит кальция или натрия, также применяются неокисляющие биоциды на основе соединений брома и иода;

- использование материалов, наименее подверженных коррозии в среде охлаждающей воды, например, нержавеющей стали, титана, пластмасс, или конструктивных мер, предотвращающих образование механических отложений, например, ликвидация мест резкого изменения направления или снижения скорости потока; очистка охлаждающей воды от плавающего мусора; предотвращение попадания в систему охлаждения взвешенных веществ и водных организмов; например, самопромывных сетчатых фильтров; использование механических методов очистки теплообменных поверхностей, которые могут применяться на действующем или остановленном оборудовании, например, систем шариковой очистки конденсаторов.

Одним из способов повторного использования продувочных вод на ТЭС является приготовление подпиточной воды для теплосетей с закрытым водоразбором, но это возможно только при степени концентрирования в оборотной

системе, обеспечивающей требуемое качество сетевой воды тепловой сети. Такое решение снижает непроизводительные потери воды с продувкой и увеличивает степень обмена воды, но, в то же время, в случае ограничения коэффициента концентрирования требует роста объема продувки. Применение этого метода повторного использования продувочных стоков требует обоснования для каждого конкретного случая.

По данным анкет, для подпитки оборотных систем охлаждения, помимо свежей воды, применяются сточные воды без очистки или после очистки (от взвешенных веществ и/или нефтепродуктов при необходимости): дренажные воды котельных и турбинных отделений, поверхностный сток с территории ТЭС. Для данных целей также рекомендуется использовать любые сточные воды, близкие по солевому составу к добавочной воде системы оборотного охлаждения, отбираемой из водоисточника.

По результатам опроса, в продувочных водах по отношению к исходной подпиточной воде может повышаться концентрация следующих загрязняющих веществ (из 19-ти): взвешенные вещества (средний рост – 55%), сульфаты (80%), хлориды (92%), натрий (95%), магний (56%), кальций (58%), железо (73%), медь (210%).

Применяемые методы снижения сбросов загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты с продувочными водами направлены на:

- снижение коррозии оборудования систем охлаждения, в том числе применение некорродирующих покрытий;
- предотвращение утечек охлаждаемого масла методами, применяемыми и для прямоточных систем;
- выбор менее экологически опасных, биоразлагаемых реагентов;
- применение методов обработки охлаждающей воды, не связанных с применением реагентов, описанных выше;
- оптимизацию методов применения реагентов, выбор места и времени их ввода, где и когда он будет наиболее эффективным в минимальном объеме.

Для охлаждения основного генерирующего и вспомогательного оборудования возможно применение любых доступных технологий: прямоточных, оборотных с испарительными градирнями, наливными и русловыми прудами-охладителями, закрытых воздушных систем. Применение каждой из этих систем обусловлено местными условиями, имеет свои преимущества и недостатки и не противоречит нормативным требованиям. Поэтому замена действующих систем охлаждения основного генерирующего оборудования на другие типы нецелесообразна. Перевод существующих ТЭС с прямоточным охлаждением на оборотное не рекомендуется в связи с тем, что это снижает технико-экономические показатели ТЭС, противоречит целям энергокомпаний в области экономики и энергосбережения. Кроме того, оборотные системы имеют ряд негативных экологических аспектов: приводят к росту безвозвратного водопотребления, химическому загрязнению водных объектов и т.п. В то же время, при соответствующем подтверждении технической целесообразности и экономической эффективности, могут рассматриваться мероприятия по возврату в холодное время года части нагретых вод на вход прямоточных систем охлаждения.

Для вспомогательного оборудования рекомендуется замена агрегатов, требующих водяного охлаждения, на аналоги с воздушным охлаждением. Может

рассматриваться внедрение небольших локальных оборотных систем охлаждения с механическими (вентиляторными) градирнями на компрессорных станциях, азотно-кислородных станциях, электролизерных. Обоснованным может являться перевод на оборотное водоснабжение систем охлаждения маслonaполненного оборудования, при невозможности устранения рисков загрязнения нефтепродуктами водных объектов иными методами.

Для оборотных систем с испарительными градирнями в качестве НДТ рассматриваются:

- модернизация градирен с внедрением современных сепараторов уноса, каплеуловителей, набивки;
- меры по снижению объемов подпитки и продувки, повышению коэффициента концентрирования до уровня, позволяющего отведение продувочных вод в водные объекты без очистки;
- повторное применение продувочных вод.

6.3 Воздействие водоподготовительных установок

6.3.1 Предварительная очистка (осветление) воды

Предварительная очистка (осветление) сырой воды является этапом процесса водоподготовки. В процессе предварительной очистки происходит удаление из воды механических примесей во взвешенной и коллоидно-дисперсной фазе, в том числе органических соединений, а также железа и кремния.

По результатам анкетирования, в зависимости от качества исходной воды, для предварительной очистки подпиточной воды теплосетей используются технологии:

- для исходной воды из сетей централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения – фильтрование на механических фильтрах;
- для воды из поверхностных водных объектов – фильтрование на механических фильтрах; отстаивание в осветлителях, с известкованием, содоизвесткованием, магниальным обескремниванием и коагуляцией или без них, и дальнейшая механическая фильтрация.

Для предварительной очистки подпиточной воды паросиловых циклов используются технологии:

- отстаивание в осветлителях, с известкованием, содоизвесткованием, магниальным обескремниванием и коагуляцией или без них, с дальнейшей механической фильтрацией;
- ультрафильтрация с предварительной очисткой на самопромывных фильтрах и (или) механических фильтрах, с коагуляцией или без нее.

В таблице 6.1 представлены данные о производительности и удельных объемах образования сточных вод от установок предочистки, полученные в результате анкетирования.

Таблица 6.1 - Производительность установок предочистки и удельные объемы образования сточных вод

Технология предочистки	Количество установок, ед.	Производительность, т/час		Удельный объем образования сточных вод на м ³ осветленной воды, м ³ /м ³		
		min	max	средний, м ³ /м ³	max, м ³ /м ³	Отношение max/средний, раз
Предочистка с известкованием и коагуляцией в осветлителях (включая мех. фильтры)	48	100	2 580	0,02	0,11	5
Предочистка с коагуляцией и флокуляцией в осветлителях (включая мех. фильтры)	45	35	1 600	0,03	0,20	6
Установка ультрафильтрации	21	13	600	0,08	0,27	3

Из данных таблицы можно сделать вывод, что наибольший объем сточных вод образуется на установках ультрафильтрации, он превышает объем сточных вод от прочих технологий в 2–4 раза. При применении установок обратного осмоса для обессоливания, как правило, для предочистки применяются установки ультрафильтрации.

При применении технологий осветления с коагулированием в состав основного оборудования предочисток входят: осветлители, баки сбора коагулированной или известково-коагулированной воды, механические (осветлительные) фильтры с загрузкой из гидроантрацита (при известковании) или кварцевого песка. В качестве реагентов применяют алюминийсодержащие коагулянты (сульфат, оксихлорид алюминия) и реагенты для создания оптимальной величины pH для технологии коагуляции. При коагуляции с известкованием применяются железный купорос, хлорное железо и известь. При содоизвестковании дополнительно вводится каустическая сода. Для магниезального обескремнивания воды технологически пригодными являются следующие реагенты: каустический магнезит; продукты обжига минерала доломита – каустический (иначе – полуобожженный) и декарбонизированный (иначе – обожженный) доломиты.

Шламовые воды предочисток, работающих по технологии известкования и коагуляции соединениями железа, содержат карбонат кальция, гидроксид магния, железа, кремнекислоту, органические вещества, и имеют pH более 10,0. Этот шлам легко поддается отстою и фильтрации в отстойниках, вакуумных фильтрах,

декантерных центрифугах и фильтр-прессах. Фильтрат может быть возвращен в осветлитель, а отжатый шлам может быть захоронен или утилизирован.

Шлам осветлителей при коагуляции солями алюминия имеет низкую величину рН, состоит из гидроксида алюминия, кремнекислоты, соединений железа, взвешенных веществ, содержит большое количество воды (более 90%) и имеет гелеобразную форму. Этот гель плохо поддается отстою, не фильтруется с приемлемыми показателями ни на одном из типов фильтр-прессов или вакуумных фильтров. Имеется информация об успешном применении для обезвоживания такого шлама декантерных центрифуг.

Стоки от механических фильтров могут отстаиваться в конусных баках повторного использования или сразу направляться на вход осветлителей.

По данным анкетирования (таблица 6.2), сток предочисток с коагулированием, включающий продувку осветлителей и отмывочные воды механических фильтров, в основном отводятся в водные объекты или в системы централизованного водоотведения, повторно используются на ТЭС только порядка 30%. Стоки от промывки механических фильтров направляются либо в линию исходной воды (при коагуляции без известкования), либо в нижнюю часть осветлителя (при известковании). Для обеспечения постоянного расхода эти стоки предварительно собираются в бак промывочных вод механических фильтров.

В установку по очистке продувочных вод осветлителей входят: трубопроводы (с арматурой) шламовых вод из осветлителей до установки, баки сбора продувочных вод, насосы рециркуляции, шламонакопители, вакуум-фильтры, декантерные центрифуги или фильтр-пресса, бункеры обезвоженного шлама, трубопроводы (с арматурой) внутри установки.

В целях повышения уровня экологической безопасности предочисток применяются следующие методы:

- использование для взрыхления и отмывки механических фильтров, промывки установок ультрафильтрации концентрата установок обратного осмоса, отмывочных вод ионитовых фильтров;

- сбор и повторное использование продувочных вод осветлителей, вод от взрыхления механических фильтров, промывочных вод установок ультрафильтрации, сливов пробоотборных точек;

- повышение эффективности работы предочисток ВПУ за счет подбора оптимальных доз химических реагентов при изменениях качества исходной воды, а также обеспечение стабильного температурного режима процессов коагуляции, известкования, содоизвесткования;

- автоматизация предочистки, которая позволяет стабилизировать режим ее работы, снизить объем стоков, улучшить работу последующих ступеней за счет улучшения качества осветленной воды.

Таблица 6.2 – Частота применения методов обращения со сточными водами предочисток

Технология предочистки	Отведено в водные объекты		Отведено сторонним организациям		Использовано повторно на ТЭС		Отведено в накопители	
	Без очистки или нейтрализации	После очистки или нейтрализации	Без очистки или нейтрализации	После очистки или нейтрализации	Без очистки или нейтрализации	После очистки или нейтрализации	Без очистки или нейтрализации	После очистки или нейтрализации
Предочистка с известкованием и коагуляцией в осветлителях (включая мех. фильтры)	4%	15%	47%	5%	14%	12%	3%	0%
Предочистка с коагуляцией и флокуляцией в осветлителях (включая мех. фильтры)	24%	24%	8%	7%	1%	28%	8%	0%
Установка ультрафильтрации	0%	15%	3%	0%	34%	48%	0%	0%

Область применения технологии динамического осветления воды:

- очистка поверхностных вод (перед ионитными фильтрами и обратноосмотическими установками);
- очистка промышленно-ливневых сточных вод (максимальное содержание нефтепродуктов – 4 мг/дм³).

Применяемые технологии предварительной очистки воды перечислены в таблице 6.3.

Т а б л и ц а 6.3 – Применяемые технологии предварительной очистки воды

Технология предочистки	Область применения
Механическая фильтрация в однослойном зернистом фильтре	Перед параллельноточным ионным обменом как самостоятельная ступень при необходимости удаления только взвешенных веществ из исходной воды
Механическая фильтрация в многослойном зернистом фильтре	Перед противоточным ионным обменом как самостоятельная ступень при необходимости глубокого удаления только взвешенных веществ из исходной воды
Коагуляция (с флокуляцией или без) с последующей механической фильтрацией	При необходимости удаления взвеси, органики, соединений железа, цветности воды перед ионным обменом
Известкование с коагуляцией и последующей механической фильтрацией	При необходимости снижения взвеси, органики, соединений железа, цветности, кремнекислоты, жесткости, щелочности в исходной воде перед ионным обменом, термообессоливанием, как самостоятельная стадия
Содоизвесткование с коагуляцией (с флокуляцией или без) и последующей механической фильтрацией	При необходимости удаления взвеси, органики, соединений железа, цветности, кремнекислоты, глубокого снижения жесткости исходной воды перед ионным обменом, термообессоливанием - как самостоятельная стадия
Магнезиальное обескремнивание с известкованием и коагуляцией (с флокуляцией или без), последующей механической фильтрацией	При необходимости снижения взвеси, органики, соединений железа, цветности, жесткости, щелочности, глубокого снижения кремнекислоты в исходной воде перед ионным обменом, термообессоливанием
Ультрафильтрация	При необходимости удаления взвеси, органики, соединений железа, цветности, кремнекислоты перед обессоливанием воды

В литературе упоминается успешное применение на ряде ТЭС установок коагуляции и осветления воды напорных фильтров с «плавающей» загрузкой (в анкетах эта технология не упоминается). Отличительной особенностью данной технологии являются усовершенствованные нижние и верхние дренажно-распределительные устройства в напорном фильтре, а также использование в качестве фильтрующей загрузки гранулированного плавающего инертного материала

(грансостав 3–5 мм, плотность гранул 0,8–0,9 г/см³), обладающего высокой механической прочностью и, соответственно, длительным сроком службы (от 20 лет).

Во время работы в исходную воду предварительно дозируются коагулянт и флокулянт последовательно. Очистка воды в фильтре производится восходящим потоком через слой зажатого инертного материала, на котором происходит «налипание» образовавшихся хлопьев коагулянта и загрязняющих веществ. При этом скорость фильтрации составляет 10–15 м/ч (в форсированном режиме до 20 м/ч). Периодическая взрыхляющая промывка инертного материала производится сначала сжатым воздухом, что позволяет обеспечить его 100-процентную очистку (эффект трения зерен и очистка от налипших к ним загрязнений), а затем водная промывка нисходящим потоком и удаление тяжелых загрязнений. Учитывая, что в качестве инертного плавающего материала используются зерна из высокопрочного полимера, при водовоздушной промывке не происходит его механического истирания, в отличие от песка и гидроантрацита.

6.3.2 Технологии умягчения и обессоливания воды

Задача снижения содержания в воде растворенных веществ, прежде всего солей жесткости (обессоливание) возникает на ТЭС:

- для восполнения пароводяных потерь в паросиловых рабочих циклах;
- для дополнительного обессоливания турбинного конденсата в циклах со сверхкритическими параметрами пара;
- для очистки загрязненных конденсатов, поступающих от внешних и внутренних потребителей пара;
- для подпитки тепловых сетей.

Количество и производительность обессоливающих и умягчающих установок, сведения о которых получены в результате анкетирования, приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Количество и производительность обессоливающих и умягчающих установок, сведения о которых получены в результате анкетирования

Технология обессоливания	Количество установок, ед.	Производительность, т/час	
		min	max
Н-ОН ионообменная параллельноточная установка	82	15	2 000
Н-ОН ионообменная противоточная установка	19	40	1 600
Установка обратного осмоса	30	5	670
Электродеионизационная установка	16	11	150
Термообессоливающая установка	2	12	12
Установка параллельноточного Na-катионирования	54	30	2830
Установка противоточного Na-катионирования	17	50	1500

Для обессоливания подпиточной воды теплосетей применяются технологии Na- или H-катионирования.

Для обессоливания добавочной воды энергетических циклов в основном применяется двух-, трехступенчатое H-OH-ионирование по параллельноточной схеме. Для подпитки котлов со сверхкритическими параметрами пара вода обессоливается дополнительно на фильтрах смешанного действия (ФСД). Для подпитки котлов-утилизаторов ПГУ вода иногда дополнительно обрабатывается на установках электродеионизации (УЭДИ). Установки обратноосмотической обработки используются как самостоятельно, так и совместно с оборудованием для H-OH-ионирования. На рисунке 6.1 приведена «классическая» технологическая схема водоподготовки для восполнения потерь пара и конденсата на ТЭС с барабанными котлами высокого давления. На блоках с прямоточными котлами ВПУ дополняется третьей ступенью обессоливания на отдельных слоях или ФСД. Вместо ионообменных фильтров первой ступени могут применяться также установки обратного осмоса, особенно эффективно при высоком солесодержании (более 300 мг/дм³) исходной воды, также вместо третьей ступени обессоливания возможно применение установок электродеионизации, хотя обычно они используются в составе установок, построенных только на мембранных методах очистки воды.

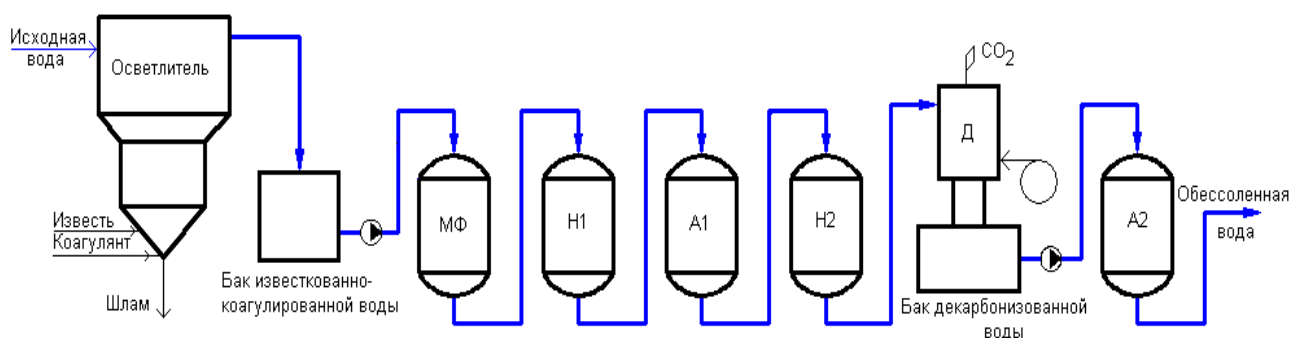


Рисунок 6.1 – Один из вариантов схемы химического обессоливания воды

Перед ионообменными фильтрами на БОУ и КО очищаемая вода проходит стадию механической фильтрации на осветлительных фильтрах с предвключенными электромагнитными, картриджными, нерегулируемыми фильтрами (или без них). Для очистки конденсатов от нефтепродуктов стадия механической фильтрации дополняется фильтрованием через сорбционные фильтры, загруженные активным углем.

Количество минерализованных стоков от БОУ и КО по сравнению с химическим обессоливанием невелико.

В состав отработанных регенерационных растворов и промывочных вод ионитных фильтров входят кальциевые, магниевые, натриевые соли хлоридов, сульфатов, силикатов и других анионов, содержащихся в исходной природной воде, и избыток используемых на водоочистке реагентов – серной кислоты, едкого натра или поваренной соли. Избытки реагентов (кислоты и щелочи) при параллельноточном ионировании превышают содержание солей в исходной воде как минимум в 2,2 раза.

В настоящее время применяются альтернативные технологии обработки воды, получаемой путем сочетания мембранных или термических методов обработки с химобессоливанием. Из-за улучшения технических и экономических показателей мембран – селективности, срока эксплуатации и снижения стоимости мембран они постепенно вытесняют ионный обмен и термическое обессоливание из схем обессоливания воды.

Типовая схема обессоливания воды на мембранных установках представлена на рисунке 6.2.

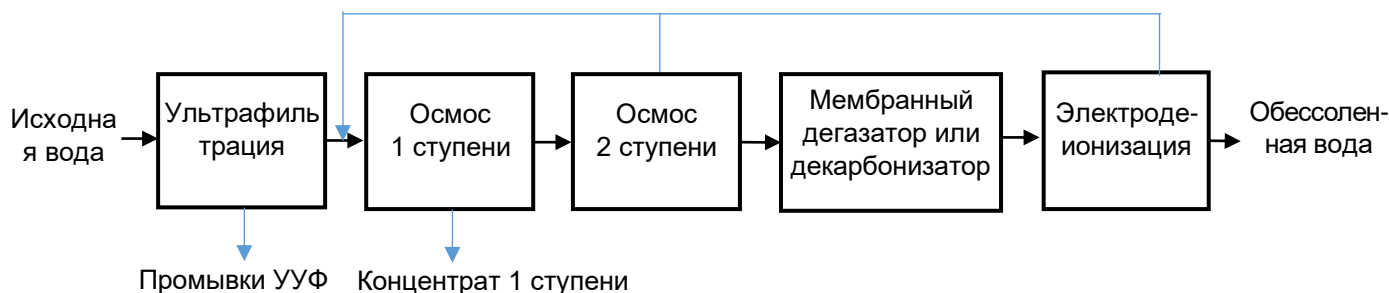


Рисунок 6.2 – Один из вариантов схемы мембранного обессоливания воды

В последнее время в схемах предочистки воды перед установкой обратного осмоса (УОО) применяются установки ультрафильтрации (УУФ). Механизм процесса основан на принципе сепарации или «просеивания» частиц в зависимости от их размера, т.е. происходит селективное удаление всех частиц с размерами большими, чем размер пор мембраны. Солевой состав воды при этом сохраняется неизменным. Мембрана имеет очень однородный определенный размер пор, качество обработанной воды при этом не зависит от качества исходной воды.

По мере загрязнения УУФ автоматически переводится в режим обратной безреагентной промывки, при этом промывные воды используются в цикле ТЭС. Периодически производится химическая обратная промывка с использованием гипохлорита натрия (NaOCl), щелочи (NaOH) и кислоты (HCl , H_2SO_4). Кроме этого, проводят химические мойки мембран лимонной кислотой, фосфорной кислотой и другими специальными средствами с периодичностью 1 раз в 2–6 месяцев. Промывная вода после промывок собирается в баки-нейтрализаторы.

Фильтрат подается на УОО, на которой происходит разделение потока на пермеат и концентрат. Пермеат в процессе разделения освобождается от солей на 95–98 %. Концентрат, объем которого составляет 20–25 % от объема исходной воды, содержит только сконцентрированные соли исходной воды. Для сокращения объемов подаваемой на УОО исходной воды концентрат обычно «дожимается» на втором каскаде УОО, после чего сбрасывается. Дальнейшее обессоливание пермеата (его называют частично деминерализованной водой) может производиться на второй ступени обратного осмоса. При этом обеспечивается получение пермеата с удельной электропроводностью на уровне нескольких мкСм/см. Концентрат второй ступени УОО, как правило, подается на вход первой ступени. Вторая ступень УОО обычно предшествует установке электродеионизации, на которой осуществляется глубокое обессоливание. Возможно также ионообменное дообессоливание пермеата.

Периодически проводятся химические мойки мембран ультрафильтрации (1 раз в 1–3 месяца), осмоса (1 раз в 3–6 месяцев) и электродеионизации (1 раз в 3–6 месяцев). Для промывки используются слабо концентрированные растворы следующих реагентов:

- ультрафильтрация: соляная и/или серная кислота, растворы с pH около 2 ед; лимонная кислота около 4 г/л; гипохлорит натрия около 100 мг/л и гидроксид натрия с pH порядка 12; натрия лаурилсульфат около 4 г/л и гидроксид натрия pH порядка 12; аскорбиновая кислота 0,25% и затем щавелевая кислота около 1,0%;

- обратный осмос: соляная кислота 0,2%, фосфорная кислота 0,5%, лимонная кислота 2%, гидросульфит натрия 1%, гидроксид натрия 0,1%, додецилсульфат натрия 0,025%, натриевая соль ЭДТА (трилон Б) 1%, триполифосфат натрия 0,1%, дибромнитрилопропионамид 0,005%;

- электродеионизация: поваренная соль около 5%, едкий натр 2%, соляная кислота с pH 0,5 ед, перкарбонат натрия 1%.

Комбинированные мембранно-ионообменные технологии, имеющие высокую степень экономической эффективности и надежности, являются оптимальным методом при реконструкции существующих ВПУ, где уже имеются ионообменные фильтры, кислотнo-щелочное реагентное хозяйство и системы сбора и нейтрализации стоков. Количество высокоминерализованных сточных вод и расход реагентов в этом случае во много раз меньше, чем при чисто ионообменной схеме.

Сброс засоленных стоков регенераций ионообменных фильтров в водные объекты без его разбавления более чистой водой или стоками, слабо загрязненными растворенными солями, практически невозможен из-за жестких водоохранных ограничений. Теоретически возможны: организация испарительного пруда-соленакопителя или переработка стоков регенераций в рассолы, пригодные для повторной регенерации фильтров или в иных промышленных целях.

В таблицах 6.4 и 6.5 представлены результаты опроса об удельных объемах образования сточных вод и методах обращения с ними.

Таблица 6.4 – Удельные объемы образования сточных вод и методы обращения с ними на ТЭС

	Удельный объем образования сточных вод на м ³ обессоленной воды, м ³ /м ³			отведено в водные объекты		отведено сторонним организациям		использовано повторно на ТЭС		отведено в накопители	
	средний, м ³ /м ³	max, м ³ /м ³	max / средн., раз	без очистки	после очистки	без очистки	после очистки	без очистки	после очистки	без очистки	после очистки
Ионообменная параллельноточная установка	0,09	0,33	4	10%	28%	27%	10%	2%	12%	4%	7%
Ионообменная противоточная установка	0,03	0,21	6	0%	0%	2%	0%	97%	0%	0%	1%
Ионообменная установка БОУ, конденсатоочистка	0,03	0,06	19	0%	6%	21%	1%	0%	71%	0%	0%
Установка обратного осмоса	0,22	0,55	3	4%	0%	8%	49%	0%	37%	1%	0%
Электродеионизационная установка	0,13	0,63	5	0%	0%	2%	0%	1%	0%	36%	60%
Термообессоливающая установка (мгновенного вскипания)	0,01	0,02	2	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Установка параллельноточного На-катионирования	0,04	0,36	10	9%	5%	18%	22%	8%	34%	1%	4%
Установка противоточного На-катионирования	0,1	0,45	5	0%	13%	17%	68%	0%	0%	2%	0%

Таблица 6.5 – Среднее удельное потребление ресурсов установками обессоливания

	Электроэнергия, кВтч/м ³	Среднее удельное потребление теплоэнергии на м ³ продукции, Гкал/тыс. м ³	Среднее удельное потребление расходных материалов на м ³ продукции, кг/тыс. м ³	Среднее удельное потребление реагентов на м ³ продукции, кг/тыс. м ³	Среднее удельное образование отходов на м ³ продукции, кг/тыс. м ³
Ионообменная параллельноточная установка	0,3	0,6	11	446	5
Ионообменная противоточная установка	0,4	0,3	4	443	6
Ионообменная установка БОУ, конденсатоочистка	0,3	-	38	85	0,2
Установка обратного осмоса	1,4	0,0016	2	554	0,4
Электродеионизационная установка	0,3	0,0005	77	52	-
Термообессоливающая установка (мгновенного вскипания)	Нет данных	Нет данных	Нет данных	170	Нет данных
Установка параллельноточного Na- катионирования	0,1	0,1	0,8	553	1,2
Установка противоточного Na- катионирования	0,3	0,4	0,1	494	Нет данных

Для обессоливания конденсата на БОУ применяются фильтры смешанного действия (ФСД) с выносной регенерацией или отдельное одноступенчатое обессоливание на сильнокислотных катионитах и высокоосновных анионитах.

Исходя из фактических данных, можно сделать следующие выводы:

1. Наблюдается очень широкий диапазон изменения показателей работы всех типов установок обессоливания, что обусловлено разным качеством исходной воды. Удельный объем сточных вод и их загрязненность, потребление реагентов и масса образования отходов в наибольшей степени определяются именно этим фактором, не зависящим от оператора ВПУ. В связи с этим можно говорить лишь о потенциальных сравнительных преимуществах и недостатках технологий, однако установить гарантированные конкретные значения их воздействий на окружающую среду и объемов потребления ресурсов невозможно. В свою очередь, это делает невозможными рекомендации по значениям ТП НДТ для установок водоподготовки.

2. Наибольший удельный объем сточных вод образуется на УОО, который превышает этот показатель ионитовых установок в 3–7 раз. Максимальное значение этого показателя из указанных в анкетах составило 35% от уровня исходной воды. С учетом примерно одинаковой удельной массы реагентов, применяемых на таких установках, концентрация загрязняющих веществ в сточных водах УОО существенно ниже. Это предоставляет больше возможностей для отведения и повторного использования стоков УОО.

3. Наибольшая доля сточных вод обессоливающих установок отводится в водные объекты непосредственно или через сооружения организаций водопроводно-канализационного хозяйства, хотя стоки некоторых типов установок более пригодны для повторного использования на ТЭС: ионообменных противоточных установок, БОУ, конденсатоочисток. БОУ и конденсатоочистки характеризуются низким уровнем потребления реагентов и образования отходов, что связано с относительно более чистой исходной водой (конденсат пара) по сравнению с природной.

4. В качестве альтернативы параллельноточному ионному обмену довольно широко внедряются малосточные технологии противоточного ионирования. Следует отметить определенные сложности, связанные с необходимостью использования в качестве загрузки специфических ионообменных смол, ограниченно производимых отечественными предприятиями.

6.3.3 Рекомендации по выбору технологий водоподготовки на ТЭС

При выборе технологий, схем и оборудования приготовления добавочной воды теплосетей и подпиточной воды энергетических циклов для строящихся и реконструируемых объектов, при подготовке предложений по модернизации ВПУ действующих ТЭС и котельных необходимо учитывать следующие факторы:

1. Наиболее важной характеристикой ВПУ является ее способность обеспечивать генерирующее оборудование и теплосети подпиточной водой в необходимых объемах и с нормативным качеством. От этого фактора существенно зависят экономическая и энергетическая эффективность, надежность работы энергогенерирующего оборудования, а также уровень экологической безопасности всей электростанции. Отсутствие отложений на теплообменных поверхностях и их

коррозии обеспечивает более высокий КПД работы оборудования, меньший объем сжигания топлива, меньше выбросов в атмосферу загрязняющих веществ и парниковых газов, а также сбросов тепла в окружающую среду, предотвращает аварийные остановки оборудования, необходимость химических чисток поверхностей нагрева котлов, износ лопаток турбин и другие негативные процессы.

В связи с этим самой важной характеристикой при оценке работы действующих ВПУ, выборе технологий, схем и оборудования водоподготовки при их проектировании является их способность обеспечить необходимые объемы и нормативное качество очищенной воды. Любые планируемые изменения технологий, схем, оборудования не должны приводить к ухудшению качества очистки воды на ВПУ и снижению надежности ее работы.

2. Важным показателем ВПУ является потребление воды на собственные нужды. Этот показатель существенно влияет на экономичность работы ВПУ, а также определяет объем сточных вод, образующихся при водоподготовке.

Для снижения потребления воды на собственные нужды необходимо внедрять повторное использование сточных вод предочисток (продувочных вод осветлителей, концентрата ультрафильтрации, вод взрыхления механических фильтров), обессоливающих установок (например, условно чистых отмывочных вод регенераций для проведения взрыхлений фильтров, концентрата осмоса первой ступени после умягчения для подпитки теплосети или оборотной системы охлаждения, проведение совместных регенераций для второй и первой ступени ионирования), вод слива пробоотборных точек на ВПУ и на других технологических участках ТЭС, использование в качестве исходной воды сточных вод других технологических участков, автоматизацию ВПУ.

Необходимо рассматривать возможности повторного использования сточных вод ВПУ для водоснабжения другого оборудования, например, использование концентрата мембранных установок для подпитки теплосетей или оборотных систем охлаждения.

3. Другими важными показателями, влияющими на экономические и экологические показатели работы ВПУ, являются удельная масса, стоимость и доступность химических реагентов. Эти показатели влияют на массу загрязняющих веществ, образующихся при водоподготовке и, как правило, на качество сточных вод.

4. Необходимо учитывать массу и уровень опасности отходов, образующихся при водоподготовке, а также возможности их утилизации. При эксплуатации ВПУ могут образовываться различные виды твердых и жидких отходов, которые включают отработанные ионообменные смолы и коагулянты, вещества, извлеченные из исходной воды при ее очистке и т.д. При выборе технологий предпочтение нужно отдавать технологиям с минимальной массой образующихся отходов, их минимальной опасностью для окружающей среды, возможностью их полезного использования, минимальной стоимостью обращения с отходами.

Необходимо отметить, что перечисленные аспекты и показатели работы ВПУ существенно зависят не только от применяемых технологий и оборудования водоподготовки, качества эксплуатации и технического обслуживания оборудования, но и, в определяющей степени, от качества исходной воды, которое не зависит от оператора ВПУ или ТЭС. В связи с этим введение единых целевых значений экологических показателей работы ВПУ, формирование единых технических

требований на основе сравнения фактически достигнутых характеристик ВПУ практически невозможны и нецелесообразны.

В то же время можно говорить, что более высокий уровень экономической эффективности и экологической безопасности по сравнению с другими технологиями имеют мембранные технологии и противоточное ионообменное обессоливание по сравнению с параллельноточным. Однако оптимальный набор применяемых технологий и оборудования индивидуален для каждой ТЭС. Поэтому предложения по применению или оптимизации технологических схем водоподготовки на конкретных ТЭС должны формироваться по результатам анализа источника водоснабжения, работы не только оборудования водоподготовки, но и основного технологического оборудования, систем технического водоснабжения и водоотведения ТЭС, в том числе с точки зрения влияния на:

- повышение качества очистки воды, надежность достижения нормативных требований к качеству очищенной воды, в том числе при изменениях качества исходной воды;
- снижение расходов реагентов;
- снижение расходов воды ВПУ на собственные нужды;
- снижение объемов и загрязненности сточных вод в целом по ТЭС;
- снижение массы и класса опасности для окружающей среды образующихся отходов, получения отходов, которые в дальнейшем будет возможно утилизировать;
- снижение энергопотребления.

6.4 Сточные воды, загрязненные нефтепродуктами

Основные виды сточных вод, загрязненных нефтепродуктами, на ТЭС:

- дренажные воды турбинных отделений (цехов);
- дренажные воды помещений и поверхностный сток с территории мазутных хозяйств и маслохозяйств;
- дренажные воды помещений компрессорных станций, гаражей, ремонтных мастерских;
- конденсат мазутных подогревателей;
- отмывочные воды фильтров конденсатоочистки.

По данным опроса, уровень содержания нефтепродуктов в таких сточных водах лежит в очень широком диапазоне 0,04–36 мг/дм³ и в среднем составляет около 6 мг/дм³. Содержание нефтепродуктов в таких сточных водах превышает значение этого показателя в исходной воде в 15–100 раз. Как правило, эти стоки, за исключением нефтепродуктов, загрязнены взвесями, хотя и в меньшей степени (превышение в 2–2,5 раза).

Более 70% стоков, загрязненных нефтепродуктами, повторно используются на ТЭС после механической или физико-химической очистки для подпитки оборотных систем охлаждения и в качестве исходной воды ВПУ. На угольных ТЭС часть этих вод используются без очистки для подпитки систем ГЗУ. Около 15% стоков передается для очистки сторонним организациям, 10% отводится в водные объекты после механической очистки. Более чем в 90% случаев очищенный сток соответствует нормативным требованиям.

Необходимо отметить, что очистка стоков для целей их повторного использования на ТЭС связана с существенно меньшими затратами, чем очистка для отведения в водные объекты, из-за существенно более мягких требований к очищенной воде (на уровне 1–3 мг/дм³ при ПДК_{рх} 0,05 мг/дм³). В случае невысокой концентрации нефтепродуктов в стоках (до 1 мг/дм³) их можно без дополнительной очистки направлять на ВПУ подпитки теплосети или подпитку оборотной системы охлаждения, не имеющей сброса продувки в водные объекты. В противном случае требуется доочистка стоков на сорбционных фильтрах, а при высоких концентрациях – и с использованием отстойников, нефтеловушек, коалесцентных сепараторов. В случае, когда очищенные сточные воды используются внутри станции, состав систем очистки определяется оператором ТЭС. Как правило, достаточно их механической очистки в масловушках и механических фильтрах. Для достижения более высокого качества (на уровне 0,1 мг/дм³) очистные сооружения могут быть дополнены флотаторами, сорбционными фильтрами, коалесцентными сепараторами и т.д.

По данным опроса, средняя эффективность очистки нефтесодержащих вод для целей повторного использования составила 80%, при этом удельные затраты на механическую очистку – около 25 руб./м³, на физико-химическую – 41 руб./м³. В анкетах приведена информация по единственному случаю очистки до нормативных требований для отведения стока в водный объект при эффективности очистки от нефтепродуктов на уровне 97%. В остальных 75% случаев стоки после очистки не соответствовали нормативным требованиям.

6.5 Стоки, загрязненные взвешенными веществами

К данной группе сточных вод ТЭС относятся: поверхностный сток с территории, дренажные воды от сооружений и аспирационных систем топливоподачи и котельных отделений угольных ТЭС, сбросы избыточной воды из систем гидрозолошлакоудаления.

Основными загрязнителями поверхностного стока с территории ТЭС являются взвешенные вещества и нефтепродукты, сорбированные на их поверхности. По данным анкетирования, среднее содержание взвешенных веществ в поверхностном стоке до очистки составляет 228 мг/дм³, нефтепродуктов – 0,6 мг/дм³. 20% суммарного объема поверхностного стока отводятся (без очистки или после механической очистки) в централизованные системы водоотведения населенных пунктов, по 40% – в водные объекты или с целью повторного использования на ТЭС. В 87% случаев поверхностный сток, отводимый в водные объекты, соответствует нормативным требованиям к их качеству. При этом 37% таких стоков отводится без очистки, 51% – после механической очистки, 12% – после физико-химической очистки.

С целью снижения объемов и загрязненности поверхностного стока на ТЭС применяются следующие мероприятия:

- устройство дорог, тротуаров с твердым покрытием, ограждение газонов бордюрами;
- поддержание хорошего санитарного состояния, своевременное проведение уборок территории;

- разделение поверхностного стока с общей территории и мест с высоким риском загрязнения нефтепродуктами (территории пристанционных узлов, ОРУ при использовании маслonaполненного электротехнического оборудования, мазутных и масляных хозяйств);
- использование поверхностного стока (без очистки или, в случае необходимости, после очистки) для подпитки оборотных систем охлаждения, систем гидрозолоудаления.

Дренажные воды от сооружений и аспирационных систем топливоподачи и котельных отделений угольных ТЭС загрязнены взвешенными веществами, в основном угольной пылью и угольной золой. В опросных анкетах не сообщается о наличии других загрязнителей в этих стоках. По результатам анкетирования, около половины этих стоков отводится в водные объекты, 65% из них – после механической очистки, около 10% – после физико-химической очистки, остальное – без очистки. 95% стоков, отводимых в водные объекты, соответствуют установленным требованиям.

Более 20% дренажных вод используются повторно на ТЭС. Без очистки стоки используются для подпитки систем охлаждения и оборотных систем ГЗУ, после очистки – в качестве исходной воды на ВПУ. Еще около 20% дренажных вод котельных отделений передается сторонним организациям вместе с общим потоком стоков промливневой канализации.

В соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций, эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления должна быть организована в бессточном режиме, предусматривающем поддержание баланса воды в среднем за год и преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок, гидроуборка зольных помещений, уплотнение подшипников багерных насосов, орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, приготовление бетонных растворов и т.д.) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (ГЗУ).

Сброс осветленной воды из золоотвалов в реки и природные водоемы допускается только после очистки и получения необходимых разрешительных документов в соответствии с требованиями НПА.

Объем постоянных добавок воды или стоков в систему ГЗУ, включая атмосферные осадки, выпадающие на поверхность золоотвала и бассейна осветленной воды, не должен превышать объем потерь воды из системы ГЗУ.

При эксплуатации систем ГЗУ не удастся полностью исключить фильтрацию через ложе и дамбы золоотвала, которая должна быть сведена к технически достижимому и экологически безопасному минимуму. В соответствии с п.12.5.2.9 свода правил СП 90.13330.2012 «СНиП II-58-75 «Электростанции тепловые» необходимость и вид противофильтрационных мероприятий в основании золоотвала устанавливаются на основании изучения геологических и гидрологических условий и качества подземных вод, а также моделирования процессов фильтрации воды и прогноза загрязнения подземных вод». Эта норма включена в Перечень национальных стандартов и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», утвержденный постановлением Правительства

РФ от 04.07.2020 № 985. Качество вод системы ГЗУ зависит от вида сжигаемого топлива и типа установленного оборудования. Состав и степень загрязненности этих вод должны приниматься по результатам производственного контроля подземных вод.

По данным анкетирования, 15 из 68 угольных ТЭС (22%) отводят избыточные воды ГЗУ в водные объекты. Масса сбрасываемых загрязняющих веществ составляет в среднем 1270 т/год, а в широком диапазоне – от 10 т/год до 5000 т/год.

6.6 Сточные воды, загрязненные специфическими веществами

К этой группе относятся сточные воды от обмывки регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов, работающих на мазуте. На мощных ТЭС количество этих вод достигает 800 м³ на одну обмывку РВП и до 300 м³ на обмывку котлоагрегата. Обмывочные воды представляют собой кислые растворы (рН = 1,3-3), содержащие грубодисперсные примеси: оксиды железа, кремнекислоту, продукты недожога, нерастворившуюся часть золы, свободную серную кислоту, сульфаты тяжелых металлов, соединения ванадия, никеля, меди и др. Примерный уровень загрязнений таких обмывочных вод: свободная кислотность по H₂SO₄ – 0,5%; сухой остаток – 3,5–4,5%; железо – 7-8 г/дм³; ванадий – 0,3–0,8 г/дм³; никель – 0,1–0,15 г/дм³; медь – 0,02–0,05 г/дм³.

Обмывочные воды РВП и мазутных котлоагрегатов после нейтрализации, как правило, отводятся в гидроизолированные пруды-накопители (пруды-испарители). По данным анкет, этот метод обращения использован для более 99% объема таких стоков. Незначительный объем (менее 0,4%), по согласованию с надзорными органами, после нейтрализации и очистки отводится в водные объекты.

К данной группе стоков также относятся сточные воды от предпусковых (после окончания монтажа) и эксплуатационных химических промывок и консервации оборудования, которые представляют собой «залповые» сбросы с большим разнообразием содержащихся в них веществ. В зависимости от назначения очистки и материала промываемого или консервируемого оборудования, они содержат кислоты, щелочи, нитраты, соли аммония, соли железа, трилон-Б, гидразин, фтор, катапин, каптакс, уротропин, аммиак или нитрит натрия и другие примеси. Сбросные воды химпромывок и консервации оборудования подлежат нейтрализации и отстою с последующим сбросом в систему ГЗУ, пруды-испарители, централизованные системы водоотведения или водные объекты, если это предусмотрено разрешительными документами на сброс.

Для снижения образования этого вида сточных вод обеспечивают высокое качество подпиточной воды и минимизируют нарушения воднохимических режимов, заменяют химические методы очистки и консервации основного оборудования на безреагентные методы (парокислородная очистка оборудования). Также имеется положительный опыт применения пленкообразующих аминов для консерваций оборудования с увеличением межпромывочного периода котлов за счет щадящих отмылок в ходе консервации.

6.7 Определение НДТ снижения воздействия на водные объекты

Таблица 6.6 – Определение наилучших доступных технологий снижения воздействия на водные объекты

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промыш- ленное внедрение	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Системы охлаждения						
Применение прямоточных и комбинированных систем охлаждения	Снижение объемов безвозвратного водопотребления	Возможно	Ограничено	Водозаборные сооружения, трубопроводы	Да	При наличии вблизи ТЭС водного объекта
Применение средств регулирования объемов забираемой воды для нужд прямоточных систем охлаждения (многоскоростные насосы, насосы с поворотными лопатками и др.)	Снижение объемов используемой воды	Возможно	Ограничено	Насосы	Да	Могут быть технические и экономические ограничения
Применение схем повторного и последовательного использования воды в системах охлаждения	Снижение объемов используемой воды	Возможно	Возможно	Баки, насосы, трубопроводы, каналы, арматура	Да	
Использование продувочных вод оборотных систем охлаждения для подпитки теплосетей с закрытым водоразбором	Снижение объемов используемой воды	Ограничено	Ограничено	Насосы, трубопроводы, арматура	Да	Зависит от качества продувочных вод

Продолжение таблицы 6.6

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Применение стабилизационной реагентной обработки охлаждающей воды оборотных систем охлаждения	Снижение объемов используемой и продувочной воды	Возможно	Возможно	Реагентное хозяйство, оборудование для дозирования реагентов	Да	
Применение систем шариковой очистки конденсаторов	Снижение объемов используемой воды	Возможно	Возможно	Баки, насосы, трубопроводы, арматура	Да	
Применение мусорозадерживающих устройств (решетки, вращ. сетки, фильтры и др.)	Снижение объемов и используемой воды и стоков	Возможно	Возможно	Мусорозадерживающие устройства	Да	
Применение двухконтурных систем маслоохладителей турбин и другого маслonaполненного оборудования	Предупреждение сброса нефтепродуктов в водные объекты	Ограничено	Ограничено	Трубопроводы, арматура, насосы	Да	Возможно ухудшение качества охлаждения и технические ограничения
Поддержание давления охлаждающей воды в маслоохладителе выше, чем давление масла	Предупреждение сброса нефтепродуктов в водные объекты	Ограничено	Ограничено		Да	Имеются риски обводнения масла
Установка за маслоохладителями датчиков (индикаторов) наличия нефтепродуктов в воде	Предупреждение сброса нефтепродуктов в водные объекты	Возможно	Возможно	Датчики, сигнализаторы, арматура	Да	

Продолжение таблицы 6.6

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Замена прямоточных систем охлаждения маслонаполненного оборудования на водные оборотные или воздушные системы	Предупреждение сброса нефтепродуктов в водные объекты	Возможно	Ограничено	Насосы, охлаждающие сооружения	Да	Возможно ухудшение качества охлаждения. Могут быть технические ограничения
Оснащение водозаборов рыбозащитными сооружениями, устройствами, конструкция которых согласована с органами рыбоохраны	Снижение рисков нанесения ущерба гидробионтам	Возможно	Возможно	Рыбозащитные сооружения, устройства	Да	
Сточные воды ВПУ						
Повторное использование сточных вод предочистки после отстаивания и/или обезвоживания шлама	Снижение объемов водопотребления и сточных вод	Возможно	Возможно	Отстойники-шламонакопители, баки, насосы, оборудование для обезвоживания шлама	Да	
Повторное использование сточных вод ВПУ для нужд ВПУ или других технологических участков ТЭС	Снижение объемов водопотребления и сточных вод	Возможно	Возможно	Баки, насосы	Да	

Продолжение таблицы 6.6

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Применение малореагентных технологий обратноосмотического или мембранно-ионообменного обессоливания, электродеионизации	Снижение загрязненности сточных вод и расхода реагентов	Ограничено	Ограничено	УУФ, УОО, ЭДУ	Да	Зависит от качества исходной воды
Применение противоточного ионирования	Снижение объемов сточных вод и расхода реагентов	Ограничено	Ограничено	Ионообменные фильтры, трубопроводы, арматура	Да	Зависит от качества исходной воды
Замена умягчения воды натрий-катионированием на известкование или содоизвесткование с подкислением для подпитки теплосетей	Снижение объемов сточных вод и исключение засоленных стоков	Ограничено	Ограничено	Осветлители, баки, насосы	Да	Зависит от качества исходной воды и температурного графика сетей
Замена умягчения воды для подпитки теплосетей на ее антинакипную обработку реагентами	Снижение объемов сточных вод и расхода реагентов	Ограничено	Ограничено		Да	Зависит от качества исходной воды
Автоматизация работы ВПУ	Снижение объемов водопотребления, сточных вод, расхода реагентов	Ограничено	Ограничено	Средства автоматизации ВПУ	Да	Могут быть экономические и технические ограничения

Продолжение таблицы 6.6

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промышленное внедрение	Примечание
		Новые установки	Существующие установки			
Применение термического обессоливания	Снижение объемов стоков	Ограничено	Ограничено	Испарители, трубопроводы, арматура	Да	Зависит от качества исходной воды, требований изготовителей оборудования, необходимо экономическое обоснование
Нефтесодержащие производственные воды, поверхностный сток с территории ТЭС						
Повторное применение очищенных или неочищенных нефтесодержащих стоков, поверхностного стока для производственных нужд ТЭС (подпитка оборотных систем охлаждения, ГЗУ, на ВПУ и др.)	Предупреждение попадания нефтепродуктов в водные объекты	Возможно	Ограничено	Баки, песколовки, нефтеловушки, насосы, осветлительные фильтры	Да	Может быть экономически выгодно передавать стоки для очистки сторонним организациям
Система внешнего золошлакоудаления						
Организация бессточного режима работы системы ГЗУ	Снижение объемов сточных вод	Возможно	Возможно		Да	Для ТЭС, использующих твердое топливо

Окончание таблицы 6.6

Технология	Основные экологические преимущества	Применение		Используемое оборудование	Промыш- ленное внедрение	Примечание
		Новые установки	Существующи е установки			
Сточные воды от химических промывок оборудования						
Нейтрализация сточных вод	Снижение уровня загрязненности сточных вод	Возможно	Возможно	Баки, насосы, узлы дозирования	Да	
Сброс после нейтрализации в гидравлически замкнутую систему ГЗУ	Утилизация сточных вод, снижение затрат на водоотведение	Ограничено	Ограничено	Трубопроводы (каналы). насосы	Да	Для ТЭС, использующих твердое топливо
Применение пленкообразующих аминов для консервации оборудования	Снижение объема сточных вод	Ограничено	Ограничено		Да	Зависит от рекомендаций изготовителей оборудования
Применение безреагентных технологий очистки и консервации оборудования	Снижение объема сточных вод	Ограничено	Ограничено		Да	Зависит от рекомендаций изготовителей оборудования
Сточные воды от промывок регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов						
Нейтрализация и отстаивание сточных вод	Снижение уровня загрязненности сточных вод	Возможно	Возможно	Баки, насосы, узлы дозирования нейтрализующ его реагента	Да	Для ТЭС, использующих жидкое топливо

6.8 НДТ снижения воздействия на водные объекты

Таблица 6.7 – НДТ снижения воздействия на водные объекты

Номер	Название НДТ
6.1	Применение прямоточных и комбинированных систем охлаждения
6.2	Применение средств регулирования объемов забираемой воды для нужд прямоточных систем охлаждения (многоскоростные насосы, насосы с поворотными лопатками и др.)
6.3	Применение схем повторного и последовательного использования воды в системах охлаждения
6.4	Использование продувочных вод оборотных систем охлаждения для подпитки теплосетей с закрытым водоразбором
6.5	Применение стабилизационной обработки охлаждающей воды оборотных систем охлаждения
6.6	Применение в водных системах охлаждения систем шариковой очистки конденсаторов
6.7	Применение в водных системах охлаждения мусорозадерживающих устройств (решетки, вращающиеся сетки, фильтры и др.)
6.8	Применение двухконтурных систем маслоохладителей турбин и другого маслonaполненного оборудования
6.9	Поддержание давления охлаждающей воды в маслоохладителе выше, чем давление масла
6.10	Установка за маслоохладителями датчиков (индикаторов) наличия нефтепродуктов в воде
6.11	Замена прямоточных систем охлаждения маслonaполненного оборудования на оборотные или воздушные системы
6.12	Оснащение водозаборов рыбозащитными сооружениями, устройствами, конструкция которых согласована с органами рыбоохраны
6.13	Повторное использование сточных вод предочистки после отстаивания и/или обезвоживания шлама
6.14	Повторное использование сточных вод ВПУ для нужд ВПУ или других технологических участков ТЭС
6.15	Применение малореагентных технологий обратноосмотического или мембранно-ионообменного обессоливания, электродеионизации
6.16	Применение противоточного ионирования
6.17	Применение термического обессоливания
6.18	Замена умягчения воды для подпитки теплосетей на ее антинакипную обработку реагентами, или на известкование/ содоизвесткование с подкислением
6.19	Автоматизация работы ВПУ
6.20	Повторное применение очищенных или неочищенных нефтесодержащих стоков, поверхностного стока для производственных нужд ТЭС (подпитка систем охлаждения, ГЗУ, в качестве исходной воды ВПУ и др.)
6.21	Организация бессточного режима работы системы ГЗУ

Номер	Название НДТ
6.22	Нейтрализация сточных вод от химических промывок оборудования
6.23	Сброс от химических промывок оборудования после нейтрализации в гидравлически замкнутую систему ГЗУ
6.24	Применение безреагентных технологий очистки и консервации оборудования или применение для консервации пленкообразующих аминов
6.25	Нейтрализация и отстаивание сточных вод от промывок регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов на очистных сооружениях (установках нейтрализации)

Раздел 7 Акустическое воздействие (шум)

7.1 Источники шума на ТЭС

В соответствии с результатами анкетирования, шум от различных технологических участков ТЭС имеет разную значимость для соблюдения нормативных требований по шуму на границе СЗЗ. По информации генерирующих компаний, наиболее значимым является шум от котельного и турбинного оборудования, а также системы газоснабжения. Менее значимый шум производится открытыми распылителями и силовыми трансформаторами, сооружениями топливоподачи. Наименьший уровень шума создает оборудование водоподготовки, масляных и мазутных хозяйств, внешнего золошлакоудаления. В ходе анкетирования были получены следующие данные о количестве случаев применения мер шумоглушения на ТЭС: на клапанах сброса пара в атмосферу котлов – 238, на воздухозаборных устройствах котлов и ГТУ – 145, на тягодутьевых машинах – 132, на газорегуляторных пунктах – 177.

Основными источниками шума угольных ТЭС являются: системы транспортировки угля и углеразмольное оборудование, шум, излучаемый из устьев дымовых труб, воздухозаборов дутьевых вентиляторов, от корпусов тягодутьевого оборудования, компрессорной, трансформаторов, от зданий ТЭС, а также от сброса пара [66]. Наиболее интенсивными источниками относительно постоянного шума являются турбины, особенно газовые, редукционно-охладительные установки, углеразмольное оборудование, котлы, компрессоры, различного вида насосы, деаэрационные установки, паропроводы, синхронные компенсаторы, приточно-вытяжная вентиляция.

Ориентировочные шумовые характеристики источников ТЭС при работе на разных видах топлива на открытом воздухе приведены в приложении Е.

Источником очень интенсивного шума без применения средств шумоглушения является сброс пара в атмосферу. Постоянным источником шума, сильно воздействующим на окружающий район, является газовоздушный тракт, шум через которые излучается от тягодутьевых машин или связан с процессами горения. Источниками шума являются также: система подачи угля, корпуса тягодутьевых машин, силовые трансформаторы и градирни, проникающий из различных помещений шум.

Шум, излучаемый от высотного источника, слабо снижается естественными и искусственными препятствиями. Шум от энергетических газовоздухопроводов имеет тональные составляющие в спектре шума и излучается с большой высоты.

Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе различного энергетического оборудования при работе ТЭС на угле по результатам измерений на расстоянии 1 м следующее [67]:

- аварийные сбросы пара в атмосферу – 36-58 дБА;
- паровые турбины – до 20 дБА;
- тягодутьевые машины – 5–15 дБА;
- РОУ – 28–32 дБА;
- градирни – до 7 дБА;
- трансформаторы – до 5 дБА;

- углеразмольное оборудование – 7–21 дБА;
- насосы – 9–17 дБА;
- компрессоры – 6–15 дБА.

Энергетическое оборудование при работе в нормальных эксплуатационных режимах возбуждает постоянный широкополосный и непостоянный, колеблющийся во времени шум с непрерывным спектром в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 31, 5, 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

В аварийных и прочих ситуациях, связанных с выбросами пара в атмосферу, возбуждается непостоянный прерывистый шум. В аварийных ситуациях, связанных с образованием свищей, возбуждается тональный шум. Оборудование механических мастерских возбуждает импульсный и прерывистый шум.

Работа основного и вспомогательного оборудования ТЭС на жидком и газообразном топливе также может быть причиной превышения санитарных норм в окружающем районе [68]. Наиболее интенсивными источниками шума являются турбины, особенно газовые, редукционно-охладительные установки, газораспределительные пункты, котлы, компрессоры, насосы, деаэрационные установки, паропроводы, синхронные компенсаторы, приточно-вытяжная вентиляция [67]. Превышение допустимых норм для рабочих зон по уровню звука при работе ГРП составляет 20–25 дБА.

7.2 НДТ снижения шума

Применение мер по снижению шума может ухудшать экономические, энергетические и экологические показатели ТЭС. Поэтому применение таких мер может рекомендоваться лишь в тех случаях, когда не обеспечивается соответствие санитарно-гигиеническим нормам по шуму.

В таких случаях должны применяться специальные меры шумоподавления. При выборе таких мер необходимы учет их влияния на уровень энергопотребления и экономические характеристики ТЭС. Меры шумоподавления по возможности не должны повышать уровень энергопотребления ТЭС за счет создания дополнительных аэродинамических сопротивлений. Возможно использование первичных мер, направленных на снижение шума от его источников, а также вторичных мер, препятствующих распространению шума: выбор места расположения и ориентации относительно мест, в которых нормируется уровень шума, использование естественных препятствий для распространения шума, выбор времени для проведения наиболее шумных операций. Далее перечислены рекомендации по мерам шумоглушения для ТЭС, применяемых при превышении установленных нормативов по уровню шума [69, 70].

7.1 Установка на выхлопных, дренажных и продувочных трубопроводах и редукционно-охладительных установках высокоэффективных глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.2 Установка в газоздушных трактах тягодутьевых машин глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для

ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.3 Установка в газоздушных трактах газотурбинных установок глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.4 Установка в газораспределительных пунктах глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на газе).

7.5 Применение акустических экранов для защиты селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.6 Рациональное размещение энергетического оборудования с учетом требований по отношению к прилегающей селитебной территории (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.7 Применение энергетического оборудования, шумовые характеристики которого соответствуют ПДШХ и имеют более низкие значения уровней шума при прочих равных характеристиках (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.8 Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.9 Применение звукопоглощающих материалов и конструкций для облицовки стен и потолков в шумных помещениях, а также подвеска искусственных поглотителей (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.10 Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.11 Совершенствование конструкции защитных кожухов машин и их отдельных узлов путем улучшения их звукоизоляционных качеств, применения звукопоглощающей облицовки внутренних поверхностей и вибропоглощающих покрытий внешних поверхностей кожухов, виброизоляции от корпуса машины, фундамента и других строительных конструкций (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе).

7.12 Шумоизоляция углеразмольного оборудования (для ТЭС, работающих на угле).

Раздел 8 Организация ПЭК на ТЭС

Раздел разработан с учетом ИТС 22.1-2021 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения» [89]. В разделе представлены сведения по организации производственного экологического контроля (ПЭК) на ТЭС, проводимого в соответствии с действующими требованиями природоохранного законодательства. В разделе не рассматриваются вопросы контроля требований законодательства в области промышленной безопасности, охраны труда, санитарно-эпидемиологического благополучия населения (контроль качества воздуха в рабочей зоне, на границах СЗЗ, в селитебных зонах, показателей микробиологического загрязнения сточных вод и т.п.).

В соответствии с п. 1 ст. 67 Федерального закона от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» [71], ПЭК «осуществляется в целях обеспечения выполнения в процессе хозяйственной и иной деятельности мероприятий по охране окружающей среды, рациональному использованию и восстановлению природных ресурсов, а также в целях соблюдения требований в области охраны окружающей среды, установленных законодательством в области охраны окружающей среды». Иными словами, ПЭК является комплексом процедур по контролю соблюдения требований природоохранного законодательства, относящихся к данному объекту. ПЭК организуется юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, осуществляющими хозяйственную деятельность на объектах I, II и III категорий. Результаты ПЭК служат юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям основанием для планирования их природоохранной деятельности, используются для расчета сумм платы за негативное воздействие на окружающую среду и формирования государственной статистической и отраслевой отчетности.

В рамках ПЭК на ТЭС, как правило, осуществляется контроль следующих нормативных требований к воздействиям на окружающую среду:

1) нормативов допустимых выбросов (НДВ), технологических нормативов выбросов (ТНВ), временно разрешенных выбросов ЗВ в атмосферу, установленных разрешительными документами;

2) наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха;

3) требований к эффективности газоочистных установок (ГОУ) и соблюдению правил их эксплуатации;

4) требований договоров водопользования по объемам воды, забираемой из водных объектов, требований к использованию их акватории, водоохранных зон и прибрежных полос;

5) требований нормативов допустимых сбросов, технологических нормативов сбросов, временно разрешенных сбросов ЗВ в водные объекты и решений исполнительных органов государственной власти или органов местного самоуправления о предоставлении водных объектов в пользование для целей сброса сточных вод и строительства гидротехнических сооружений;

6) контроль эффективности очистных сооружений сточных вод;

7) правил и ограничений по обращению с отходами;

8) требований к объектам размещения отходов;

9) ограничений по физическим воздействиям на окружающую среду (электромагнитное излучение, шум).

Содержание программы ПЭК определено Приказом Минприроды РФ от 18.02.2022 г. № 109 и включает в себя:

- общие положения;
- сведения об инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и их источников;
- сведения об инвентаризации сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду и их источников;
- сведения об инвентаризации отходов производства и потребления и объектов их размещения;
- сведения о подразделениях и (или) должностных лицах, отвечающих за осуществление производственного экологического контроля;
- сведения о собственных и (или) привлекаемых испытательных лабораториях (центрах), аккредитованных в соответствии с законодательством Российской Федерации об аккредитации в национальной системе аккредитации;
- сведения о периодичности и методах осуществления производственного экологического контроля, местах отбора проб и методиках (методах) измерений.

В данном разделе описаны традиционно применяемые методы осуществления ПЭК по каждому из указанных направлений.

8.1 Контроль стационарных источников выбросов

План-график контроля стационарных источников выбросов включается в программу ПЭК. Целями контроля выбросов являются проверка соблюдения технологических нормативов, НДВ, временно разрешенных выбросов стационарными источниками, получение исходных данных для государственной статистической отчетности и расчетов платы за негативное воздействие на окружающую среду. В связи с этим в план-график контроля должны включаться загрязняющие вещества, которые присутствуют в выбросах стационарных источников и в отношении которых установлены технологические нормативы, нормативы допустимых выбросов (предельно допустимые выбросы), временно разрешенные выбросы (лимиты на выбросы).

В таблице 8.1 приведен перечень источников выбросов в атмосферу и загрязняющих веществ, традиционно контролируемых на ТЭС и котельных.

Таблица 8.1 – Перечень контролируемых источников выбросов в атмосферу и загрязняющих веществ на ТЭС и котельных

Технологические процессы, оборудование – источники выделения ЗВ	Источники выбросов	Наименование ЗВ	Топливо		
			Твердое	Жидкое	Газообразное
Котлы	Дымовые трубы	Зола твердого топлива	+	-	-
Котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Серы диоксид	+	+	+.*)
Котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Азота диоксид	+	+	+
Котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Азота оксид	+	+	+
Котлы, ГТУ	Дымовые трубы	Углерода оксид	+	+	+
Котлы	Дымовые трубы	Зола ТЭС мазутная (в пересчете на ванадий)	-	+	-
Паровые котлы паропроизводительностью менее 30 т/ч	Дымовые трубы	Бенз(а)пирен	+	+	-
Перевалка топлива на угольных складах	Склады угля (неорганизованные источники)	Пыль угля	+	-	-
Перевалка золошлаков на золошлакоотвалах	Узлы пере-валки золошлаков (неорганизованные источники)	Зола твердого топлива	+	-	-

* Контроль SO_2 при сжигании газа ведется в случае установления технологических показателей и нормативов допустимых выбросов SO_2 .

На ТЭС могут применяться следующие методы контроля: инструментальный непрерывный (автоматический), инструментальный периодический, расчетный.

Системами автоматического непрерывного инструментального контроля выбросов должны быть оснащены стационарные источники, если в их выбросах присутствует одно из следующих загрязняющих веществ, массовый выброс которых превышает значения, установленные Правилами, утвержденными постановлением Правительства РФ от 13.03.2019 г. № 262 «Об утверждении Правил создания и эксплуатации системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ» [90]:

- взвешенные вещества 3 кг/ч;
- серы диоксид 30 кг/ч;
- оксиды азота (сумма азота оксида и азота диоксида) 30 кг/ч;
- углерода оксид как показатель полноты сгорания топлива 5 кг/ч;
- углерода оксид во всех остальных случаях 100 кг/ч;
- фтористый водород 0,3 кг/ч;
- хлористый водород 1,5 кг/ч;

- сероводород 0,3 кг/ч;
- аммиак 1,5 кг/ч.

Современные газоаналитические комплексы для контроля и учета вредных выбросов выполняют следующие функции:

- непрерывное измерение концентрации ЗВ в продуктах сгорания при сжигании газообразного, жидкого или твердого топлива;
- непрерывное определение объемного расхода дымовых газов прямым или косвенным методом;
- непрерывный контроль удельных выбросов загрязняющих веществ;
- определение валовых выбросов в атмосферу загрязняющих веществ (твердые частицы, NO_x, CO, SO₂) г/с в соответствии с утвержденными методиками и стандартами организаций по результатам инструментальных измерений;
- оценку достоверности информации, поступающей от средств измерений;
- осреднение мгновенных значений;
- определение массового выброса вредных веществ нарастающим итогом (20 минут, 1 час, сутки, месяц, год);
- хранение информации и ее передачу пользователям;
- сопоставление фактических значений выбросов с технологическими нормами, установленными для данной энергетической установки, с выдачей предупреждений;
- контроль над работой газоочистного оборудования.

В таблице 8.2 приведены сведения о частоте применения методов контроля, полученные в результате анкетирования.

Т а б л и ц а 8.2 – Частота применения методов контроля выбросов ЗВ в атмосферу

	Количество КТЭУ, по которым поступила информация о применяемых методах контроля	Доля КТЭУ, для контроля выбросов которых применяется метод, %		
		расчетный	инструмент. периодический	инструмент. непрерывный
Угольные котлы				
Расход дымовых газов	300	20%	74%	6%
Концентрация твер- дых частиц (зола твердого топлива и продукты механи- ческого недожога)	298	20%	74%	6%
Концентрация серни- стого ангидрида	296	26%	68%	6%
Концентрация оксидов азота	296	20%	70%	9%
Концентрация оксида углерода	284	19%	71%	10%

	Количество КТЭУ, по которым поступила информация о применяемых методах контроля	Доля КТЭУ, для контроля выбросов которых применяется метод, %		
		расчетный	инструментальный периодический	инструментальный непрерывный
Мазутные котлы				
Расход дымовых газов	13	23%	62%	15%
Концентрация сернистого ангидрида	13	23%	62%	15%
Концентрация оксидов азота	13	23%	62%	15%
Концентрация оксида углерода	13	23%	62%	15%
Газовые котлы				
Расход дымовых газов	481	72%	12%	16%
Концентрация оксидов азота	511	17%	46%	37%
Концентрация оксида углерода	507	18%	45%	37%
ГТУ				
Расход дымовых газов	58	60%	14%	26%
Концентрация оксидов азота	66	2%	38%	61%
Концентрация оксида углерода	66	6%	38%	56%

Расчетные методы применяются из числа включенных в перечень, который ведется Минприроды России [80], в том числе:

- Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, СО 34.02.305-98 [81];
- Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час [82];
- Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций [83];
- Методика расчета и установления максимальных допустимых удельных выбросов для действующих котельных установок ТЭС [84];
- СТО ОАО «Мосэнерго». Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС и котельных [85];

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок [86];
- Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час [87];
- Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций [88].

Выбросы от неорганизованных источников (склады угля, золошлакоотвалы) контролируются только расчетными методами.

Кроме того, в настоящее время для ТЭС нормируются и контролируются многочисленные мелкие организованные и неорганизованные источники выбросов: сварочные посты, металло- и деревообрабатывающее станочное оборудование, емкости с нефтепродуктами и маслами, автостоянки, гаражи и т.п. Их контроль и нормирование осуществляются в основном расчетными методами по «СО 153-34.02.317-2003. Методические рекомендации по оценке выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от вспомогательных производств теплоэлектростанций и котельных».

При периодическом инструментальном контроле масса выбросов определяется на основании результатов периодических измерений концентраций или максимальных разовых выбросов ЗВ в дымовых газах и эффективности ПГОУ. Валовые выбросы определяются расчетно: с использованием результатов измерений, объемов сожженного топлива, нагрузок или времени работы оборудования.

Частота применения систем непрерывного автоматического измерения (АИС) выбросов существенно зависит от типа КТЭУ и применяемого топлива. По результатам анкетирования АИС применяются для контроля выбросов от угольных котлов – менее чем в 10% случаев, мазутных – 15%, газовых – 37%, ГТУ – порядка 60%. При этом автоматический контроль выбросов твердых частиц применяется реже всего (в 6% случаев). На более чем трети газовых котлов применяется непрерывный контроль концентраций NO_x и CO , в то же время расход дымовых газов на газовых котлах измеряется непрерывно вдвое реже (в 16% случаев). Предпочтительным методом измерения расхода дымовых газов является расчетный – на основе измерения расхода топлива (72%). Необходимо отметить, что расход потребляемого газа на ТЭС измеряется всегда непрерывно, причем, как правило, достаточно точными приборами. Поэтому определение расхода дымовых газов по расходу топлива является более точным методом, чем его прямое измерение в газоходах или дымовых трубах. Чаще всего непрерывный контроль концентраций ЗВ применяется на ГТУ, более половины которых оснащены средствами автоматического контроля, при этом расход дымовых газов на ГТУ, как правило (60%), определяется не через измерение скорости дымовых газов, а по расходу потребляемого топлива.

При организации инструментального контроля выбросов (периодического и непрерывного) необходимо также учитывать, что нормативы выбросов устанавливаются для стационарных источников выбросов (дымовых труб) и целью ПЭК является контроль соблюдения именно этих нормативов. В тех случаях, когда через одну дымовую трубу или другой источник выбросов отводятся выбросы от нескольких источников выделения ЗВ (КТЭУ), возможно контролировать выбросы от каждого источника выделения отдельно, а значение выброса от источника выброса

определять путем суммирования выбросов от источников выделения. В этом случае затраты на контроль возрастут, однако оператор КТЭУ получит возможность более детального контроля работы каждого КТЭУ, более оперативного устранения причин повышенных выбросов.

Анализ данных, поступивших в результате анкетирования, позволяет сделать следующие выводы относительно наилучших доступных методов контроля выбросов ЗВ стационарными источниками ТЭС:

- наилучшим методом для определения выбросов ЗВ от КТЭУ является расчетный с применением результатов периодических инструментальных измерений;
- наилучшим методом для определения расхода дымовых газов для всех видов КТЭУ является определение по расходу топлива.

При осуществлении контроля выбросов оксидов азота необходимо учитывать, что нормативы могут устанавливаться как отдельно по оксидам NO и NO₂ (НДВ), так и по суммарному показателю NO_x в пересчете на NO₂ (технологические нормативы выбросов). В соответствии с Методами расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе [91] эти показатели связаны следующими соотношениями:

$$C_{NOx} = C_{NO2} + 1,53 * C_{NO}.$$

$$C_{NO2} = a_n * C_{NOx}.$$

$$C_{NO} = 0,65 * (1 - a_n) * C_{NOx},$$

где a_n – безразмерный коэффициент частичной трансформации NO в более токсичный NO₂, который может иметь различные значения для разных территорий и определяются как по расчетным, так и по экспериментальным данным. При отсутствии данных для конкретной территории значение коэффициента частичной трансформации a_n можно принимать равным: для максимальных разовых концентраций – 0,8, а для среднегодовых концентраций – 0,6.

В зависимости от вида установленных нормативов измеряемые величины необходимо пересчитывать по приведенным выше формулам.

8.2 Контроль ГОУ

На угольных ТЭС применяются газоочистные установки (ГОУ) на угольных котлах и аспирационные установки в помещениях топливоподачи и котельных цехов. На газовых и мазутных ТЭС ГОУ не применяются.

Контроль ГОУ регламентирован Правилами эксплуатации установок очистки газа [84] со следующими требованиями:

- проверка показателей работы ГОУ осуществляется в соответствии с требованиями, установленными изготовителем оборудования;
- если инструкцией по эксплуатации не предусмотрено иное, то технический осмотр ГОУ и проверка показателей работы ГОУ, подлежащих контролю и указанных в паспорте ГОУ, включая проведение лабораторных измерений при необходимости, должны проводиться не реже двух раз в год;
- дополнительная проверка показателей работы ГОУ производится в случае изменений объемов производства, технологических процессов и (или) режимов работы технологического оборудования (установки), приводящих к изменению состава, объема и (или) массы газовой смеси на входе в ГОУ.

Приемка золоуловителей из ремонта и оценка качества ремонта регламентируется «Правилами организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» [75].

8.3 Контроль водопользования

ПЭК за водопользованием на ТЭС должен обеспечивать:

- систематические данные об объемах забираемой воды (поверхностной, подземной, получаемой от сторонних организаций) и оценку их соответствия установленному лимиту забора (изъятия) водных ресурсов или условиям договора о водоснабжении;
- систематические данные об объемах используемой и возвратной воды;
- оценку состава и свойств воды в местах собственных водозаборов, фоновых и контрольных створах водных объектов, принимающих сточные воды;
- оценку состава и свойств сточных вод и соответствия их установленным нормативам НДС и договоров водоотведения;
- исходные данные для формирования отчетности ТЭС по установленным формам.

Контроль водопользования на ТЭС организуется в соответствии с требованиями:

- Водного кодекса Российской Федерации [73];
- Порядка ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных, в том числе дренажных, вод, их качества, утвержденного приказом Минприроды России от 09.11.2020 № 903 [77];
- Приказа Минприроды России от 06.02.2008 № 30 «Об утверждении форм и порядка представления сведений, полученных в результате наблюдений за водными объектами, заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, собственниками водных объектов и водопользователями» [78].

8.3.1 Контроль объемов водопотребления и водоотведения

Выбор водоизмерительных приборов и устройств определяется их назначением, величиной измеряемых расходов воды, производительностью водозаборных и водосбросных сооружений. Водоизмерительные приборы должны быть внесены в Государственный реестр утвержденных типов средств измерений [84].

Таблица 8.3 – Частота применения на ТЭС методов контроля объемов сточных вод (по результатам анкетирования)

Вид сточных вод	Методы контроля объемов		
	Инструментальный непрерывный	Косвенный	Расчетный
Дренажные воды из котельных цехов ТЭС	43%	19%	5%
Замазученные стоки от насосных станций мазутных хозяйств	20%	20%	10%
Замазученный конденсат от мазутных подогревателей	10%	20%	0%
Замасленные и замазученные стоки от турбинных цехов ТЭС	34%	17%	3%
Замасленные стоки от маслохозяйств	14%	14%	0%
Обмывочные воды РВП и мазутных котлов	17%	17%	0%
Отработанные растворы после химической очистки котлов	20%	20%	0%
Поверхностный сток с территории промплощадки	44%	15%	23%
Поверхностный сток с территории складов жидкого топлива	22%	11%	22%
Продувочные воды оборотных систем охлаждения	55%	23%	0%
Стоки из помещений топливоподдачи угольных ТЭС	0%	20%	20%
Теплые сбросные воды прямоточных систем охлаждения	57%	26%	13%

Из результатов анкетирования следует, что основные объемы воды, потребляемой из водных объектов и отводимой в водные объекты (вода для нужд охлаждения оборудования), определяются инструментальными методами.

8.3.2 Контроль качества сточных вод

По характеру, источнику образования и качественному составу производственные сточные воды ТЭС, которые могут отводиться без или после очистки в окружающую среду, в централизованные системы водоотведения, передаваться сторонним организациям или повторно использоваться на ТЭС, делятся на следующие основные виды:

- сточные воды прямоточных и оборотных систем охлаждения основного и вспомогательного технологического оборудования (конденсаторов, газоохладителей, маслоохладителей турбин, тягодутьевых машин, насосов и др.);
- сточные воды водоподготовительных установок;

- сточные воды, содержащие нефтепродукты (от хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты);
- сточные воды систем гидрозолоудаления;
- поверхностный сток с территории промплощадки;
- дренажные воды подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод;
- сточные воды систем топливоподачи и пылеподавления на ТЭС, работающих на твердом топливе;
- сточные воды от консервации и химических очисток оборудования;
- обмывочные воды регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов, работающих на жидком нефтяном топливе.

В соответствии с Требованиями к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля [76], в план-график контроля качества сточных вод включаются ЗВ и показатели, по которым разрешительными документами установлены технологические нормативы сбросов, нормативы допустимых сбросов (предельно допустимые сбросы), временно разрешенные сбросы (лимиты на сбросы). В то же время, согласно «Методике разработки нормативов допустимого сброса веществ и микроорганизмов в водные объекты для водопользователей» [79] перечень нормируемых веществ в сточных водах, отводимых в водные объекты, должен формироваться на основе исходной информации об использовании веществ на конкретном предприятии и анализе данных о качестве исходной и сточных вод.

В таблице 8.4 приведены сведения о частоте включения отдельных ЗВ в программы ПЭК энергообъектов для сточных вод одного вида.

Таблица 8.4 – Частота включения в планы-графики контроля качества сточных вод, отводимых в водные объекты, отдельных показателей, %

Источник образования сточных вод	Алюминий (Al^{3+})	Мышьяк	Никель	Ванадий	Медь	Железо (все растворимые в воде формы)	Кальций (Ca^{2+})	Марганец (Mn^{2+})	Магний (Mg) (все растворимые в воде формы)	Натрий (Na^{+})	Азот аммонийный (NH_4^{+})	Нитрит-анион (NO_2)	Нитрат-анион (NO_3)	Фосфаты (по P)	Хлориды	Сульфаты	Нефть и нефтепродукты	БПКполн	Взвешенные вещества	Колич. анкет
Поверхностный сток с территории промплощадки	6	2	2	2	11	19	6	3	3	-	15	8	13	10	19	19	39	19	57	21
Дренажные воды от турбинных цехов	7	-	3	-	14	17	7	3	-	-	10	3	7	-	17	14	41	14	75	4
Дренажные воды от котельных цехов	10	5	-	5	14	19	5	-	-	-	14	5	10	-	14	14	29	14	50	6
Продувочные воды оборотных систем охлаждения	10	-	-	-	23	35	10	3	6	6	10	3	6	10	35	32	32	26	45	11
Теплые сбросные воды прямоточных систем охлаждения	13	-	-	4	17	22	9	9	9	-	9	9	4	4	35	30	39	30	38	24

Из данных таблицы 8.4 видно, что при аналогичности технологических процессов – источников сточных вод многие показатели качества этих сточных вод нормируются и контролируются лишь в 3–7% случаев, а относительно единообразный подход наблюдается только в отношении взвешенных веществ во всех видах сточных вод ТЭС. Это отражает существенную зависимость состава и свойств сточных, в том числе дренажных вод ТЭС от состава и свойств водных ресурсов, используемых ТЭС, а также многообразия применяемых технологий водопользования.

Исходя из анализа технологических процессов – источников сточных вод, можно рекомендовать следующие подходы к формированию перечней контролируемых показателей качества сточных вод, отводимых в водные объекты, для конкретных ТЭС.

Сбросные воды систем охлаждения по своему составу относятся к категории «нормативно чистых без очистки» вод и какой-либо очистке не подвергаются. Объемы, состав и свойства стоков систем охлаждения ТЭС определяются типом системы техводоснабжения: прямоточная, обратная с прудом-охладителем, обратная водная с испарительными градирнями, типом и мощностью установленного оборудования.

В сбросных водах прямоточных систем охлаждения и обратных систем с прудом-охладителем изменения химического состава используемой воды не происходит, поскольку в таких системах не применяются какие-либо химические реагенты. В то же время возвратные воды имеют повышенную температуру по сравнению с исходной. Кроме того, при охлаждении этими системами маслonaполненного оборудования сточные воды могут загрязняться нефтепродуктами. В связи с этим в исходных и возвратных водах прямоточных систем охлаждения и обратных систем охлаждения с прудом-охладителем необходимо постоянно контролировать температуру и содержание нефтепродуктов. Содержание других веществ в возвратной воде должно соответствовать их содержанию в исходной воде.

В обратных водных системах охлаждения происходит постоянное испарение части циркулирующей воды, в результате чего происходит концентрирование содержащихся в ней взвешенных и растворенных веществ. При этом возникает опасность выпадения солевых и механических отложений на теплообменных поверхностях, возрастает коррозионная активность воды. Кроме того, в таких системах создаются благоприятные условия для развития микро- и макроорганизмов. Для предотвращения этих негативных явлений осуществляют постоянную или периодическую замену части циркулирующей воды (подпитка и продувка) и иногда осуществляют коррекционную обработку циркуляционной воды химическими реагентами различного назначения: кислотами или известью с целью регулирования pH, биоцидами, ингибиторами коррозии, солевых и механических отложений. Циркулирующая вода также может загрязняться нефтепродуктами при охлаждении систем маслоснабжения турбин. Таким образом, сбросные продувочные воды обратных водных систем охлаждения могут иметь повышенное по сравнению с исходной водой содержание взвешенных веществ, нефтепродуктов, остатков применяемых кислот, биоцидов, ингибиторов коррозии, солевых и механических отложений.

Сточные воды водоподготовительных установок (ВПУ), служащих для подготовки воды для подпитки котлов, теплосетей, установок для очистки внутристанционных и производственных конденсатов, блочных обессоливающих установок, представляют собой разбавленные растворы нейтральных солей. Все применяемые на ТЭС методы водоподготовки основаны на выделении взвесей, коллоидов и солей из исходной воды, что приводит к ее разделению на два потока: чистой обессоленной воды и сточной воды, в которой сконцентрированы вещества, содержащиеся в исходной воде с некоторой добавкой реагентов, применяемых в процессах водоподготовки. Качественный состав стоков в основном определяется качеством исходной воды, видами и массой применяемых реагентов. Стоки ВПУ можно разделить на два основных вида:

- сточные воды предочисток (осветлителей, механических фильтров, установок ультрафильтрации), которые содержат шламы и механические примеси. Объем стоков зависит от состава исходной воды и применяемых реагентов: коагулянтов, флокулянтов и др.;
- сточные воды установок обессоливания различного типа, которые содержат соединения примесей обрабатываемой воды и отработанных регенерационных растворов. Объем стоков зависит от производительности ВПУ, применяемой технологии (ионный обмен, мембранные, электрохимические или термические методы), степени повторного использования стоков. Различные технологии обессоливания предусматривают применение различных видов и количеств реагентов.

Таким образом, сточные воды ВПУ имеют очень разнообразный состав, существенно зависящий от свойств исходной воды, технологии водоподготовки, применяемых реагентов.

Дренажные воды из производственных помещений ТЭС и поверхностные стоки с территории промплощадок могут загрязняться только взвешенными веществами и нефтепродуктами, которые необходимо контролировать в этих видах стоков.

8.4 Общие метрологические требования к методам контроля

В соответствии со ст. 5 Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» [72], Правительство РФ наделено полномочиями устанавливать перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений с указанием обязательных метрологических требований к этим измерениям. Осуществление измерений, которые относятся к области государственного регулирования в рамках производственного экологического контроля, должно производиться в соответствии со следующими требованиями Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» [72]:

- измерения должны выполняться по аттестованным методикам (методам) измерений, за исключением методик (методов) измерений, предназначенных для выполнения прямых измерений, с применением средств измерений утвержденного типа, прошедших поверку. Методики (методы) прямых измерений регламентируются эксплуатационной документацией на средства измерений;
- подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе

утверждения типов данных средств измерений. В остальных случаях подтверждение соответствия методик (методов) измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется путем аттестации методик (методов) измерений. Сведения об аттестованных методиках (методах) измерений и утвержденных типах СИ публикуются в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений;

- средства измерений до ввода в эксплуатацию, а также после ремонта подлежат первичной поверке, а в процессе эксплуатации – периодической поверке. Периодичность поверки устанавливается в документации на СИ. Поверку средств измерений должны осуществлять аккредитованные в области обеспечения единства измерений юридические лица и индивидуальные предприниматели. В то же время Правительством Российской Федерации устанавливается перечень средств измерений, поверка которых осуществляется только аккредитованными в установленном порядке в области обеспечения единства измерений государственными региональными центрами метрологии.

8.5 НДТ организации ПЭК на ТЭС

При планировании и осуществлении ПЭК на ТЭС и в котельных НДТ является контроль показателей, перечисленных в таблице ниже, с учетом областей, условий и ограничений их применения. Таблица включает общий перечень показателей ПЭК без учета особенностей конкретного энергообъекта. Объем ПЭК для конкретного энергообъекта определяется перечнем экологических нормативов, установленным для него уполномоченными государственными органами. При этом учитывается, что целью ПЭК является контроль тех и только тех показателей, для которых, в соответствии с природоохранным законодательством, для данного объекта установлены нормативы или ограничения.

Перечень включает только НДТ определения нормируемых показателей, характеризующих возможные воздействия ТЭС и котельных на окружающую среду. Для их определения, в соответствии с применяемой методикой, может быть необходимо определение (измерение или расчет) вспомогательных показателей или параметров (например, содержания кислорода, влажности, температуры и давления дымовых газов и т.д.). Определение данных вспомогательных показателей и параметров является особенностью конкретных методик измерений или расчетов и в таблице не рассматриваются.

Периодичность контроля может быть ниже указанной в таблице 8.5 в случаях, когда технологическая установка – источник выделения выбросов или сточных вод – временно не функционирует: находится в ремонте, резерве, на консервации.

Таблица 8.5 – НДТ организации ПЭК на ТЭС

Контролируемый параметр	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
Контроль соблюдения нормативов выбросов в атмосферу от стационарных источников (для КТЭУ, эксплуатируемых 2000 часов в год и более)			
Масса выбросов в атмосферу оксидов азота (NO, NO ₂ , NO _x в пересчете на NO ₂) с дымовыми газами КТЭУ *	Инструментальный	Непрерывно	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
	Инструментальный	1 раз в год	Определение массы выбросов от КТЭУ, на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу оксида углерода (CO) с дымовыми газами КТЭУ	Инструментальный	Непрерывно	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
	Инструментальный	1 раз в год	Определение массы выбросов от КТЭУ, на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO ₂) с дымовыми газами КТЭУ	Инструментальный	Непрерывно	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива

Продолжение таблицы 8.5

Контролируемый параметр	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
Масса выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO ₂) с дымовыми газами КТЭУ	Инструментальный	1 раз в год	Для КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, и на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. При сжигании газа масса выбросов SO ₂ контролируется в случае установления нормативов выбросов этого ЗВ. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
	Расчетный	1 раз в год	Для КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, и на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. При сжигании газа масса выбросов SO ₂ контролируется в случае установления нормативов выбросов этого ЗВ. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу золы твердого топлива с дымовыми газами КТЭУ	Инструментальный	Непрерывно	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
	Инструментальный	1 раз в год	Для КТЭУ, сжигающих твердое топливо, и на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения
Масса выбросов в атмосферу мазутной золы с дымовыми газами КТЭУ	Расчетный	1 раз в год	Для КТЭУ, сжигающих мазут
Масса выбросов в атмосферу бензапирена с дымовыми газами КТЭУ	Расчетный	1 раз в год	

Продолжение таблицы 8.5

Контролируемый параметр	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
Масса выбросов в атмосферу пыли угля от складов твердого топлива	Расчетный	1 раз в год	При ведении перевалок твердого топлива на складах
Масса выбросов в атмосферу золы твердого топлива от золошлакоотвалов	Расчетный	1 раз в год	При ведении перевалок золошлаковых отходов
Контроль объемов водопользования			
Расход воды, забираемой из поверхностных и подземных водных объектов	Инструментальный	Непрерывно	При наличии технической возможности
Расход воды в системах прямоточного водоснабжения	Косвенные методы	1 раз в квартал	По паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п.
Расход воды в системах оборотного технического водоснабжения систем охлаждения, гидрозолоудаления	Косвенные методы	1 раз в квартал	По паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п.
Расход воды в системах повторно-последовательного водоснабжения	Косвенные методы	1 раз в квартал	По паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п.

Продолжение таблицы 8.5

Контролируемый параметр	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
Расход воды, передаваемой сторонним организациям	В соответствии с условиями договора водоснабжения	В соответствии с условиями договора водоснабжения	
Расход сточных вод, отводимых в водные объекты	Инструментальный	Непрерывно	
	Косвенные методы	1 раз в квартал	По паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п.
	Расчетные методы	1 раз в квартал	На основе водного баланса для каждого узла ТЭС
Расход сточных вод, отводимых в централизованные системы водоотведения	В соответствии с условиями договора водоотведения	В соответствии с условиями договора водоотведения	
Контроль нормативов качества сточных вод, сбрасываемых в водные объекты			
Температура	Инструментальный	Непрерывно или 1 раз в месяц	Для выпусков теплообменных вод прямоточных систем охлаждения и продувочных вод оборотных систем охлаждения. Непрерывный метод применяется при наличии технической возможности.
Водородный показатель pH	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения и сточных вод от ВПУ, сточных вод от консервации и химических очисток оборудования, сточных вод систем ГЗУ, вод от обмывок РВП и КПН

Продолжение таблицы 8.5

Контролируемый параметр	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
Нефтепродукты	Инструментальный	Непрерывно или 1 раз в 3 месяца	Для выпусков: - теплообменных вод прямоточных систем охлаждения и продувочных вод водных оборотных систем охлаждения при охлаждении маслonaполненного оборудования; - сточных вод хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты; - поверхностного стока с территории промплощадки
Взвешенные вещества	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков: - продувочных вод оборотных систем охлаждения; - сточных вод хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажные воды производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты; - поверхностного стока с территории промплощадки; - сточных вод от консервации и химических очисток оборудования; - дренажных вод подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод; - сточных вод систем гидрозолаудаления; - сточных вод водоподготовительных установок; - вод от обмывок РВП и КПН; - бытовых стоков
БПК	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков бытовых стоков
Хлориды (Cl ⁻)	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки хлорида натрия и (или) соляной кислоты

Окончание таблицы 8.5

Контролируемый параметр	Метод контроля	Периодичность контроля	Область, условия и ограничения применения НДТ
Сульфаты (SO_4^{2-})	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки сернокислого железа и (или) серной кислоты
Железо (Fe^{3+})	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки в качестве коагулянта соединений железа
Алюминий (Al^{3+})	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки в качестве коагулянта соединений алюминия
Токсичность	Инструментальный	1 раз в 3 месяца	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения при постоянном введении биоцидов в циркуляционную или подпиточную воду.
		При обработке биоцидами	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения при периодическом введении биоцидов в циркуляционную или подпиточную воду.
		При проведении очисток, обмывок	Для выпусков: сточных вод от консервации и химических очисток оборудования; сточных вод от обмывок РВП и КПН.

* Нормативы выбросов оксидов азота могут устанавливаться как отдельно по оксидам NO и NO₂ (НДВ), так и по суммарному показателю NO_x в пересчете на NO₂ (технологические нормативы выбросов). В соответствии с Методами расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе [21] эти показатели связаны следующими соотношениями:

$$\text{CNO}_x = \text{CNO}_2 + 1,53 \cdot \text{CNO},$$

$$\text{CNO}_2 = a_N \cdot \text{CNO}_x,$$

$$\text{CNO} = 0,65 \cdot (1 - a_N) \cdot \text{CNO}_x,$$

где a_N – безразмерный коэффициент частичной трансформации NO в более токсичный NO₂, который может иметь различные значения для разных территорий и определяться по расчетным и по экспериментальным данным. При отсутствии данных для конкретной территории значение коэффициента частичной трансформации a_N можно принимать равным: для максимальных разовых концентраций – 0,8, для среднегодовых концентраций – 0,6.

В зависимости от вида установленных нормативов измеряемые величины необходимо пересчитывать по приведенным выше формулам.

Раздел 9 Заключительные положения и рекомендации

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» был разработан в соответствии с поручениями Президента РФ и Правительства РФ об ускоренной актуализации в 2022 году на основе установленных национальными стандартами нормативов удельных выбросов для котельных установок и оборудования.

Для разработки справочника была сформирована Техническая рабочая группа «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ТРГ 38), в состав которой вошли представители государственных органов власти, промышленных предприятий и ассоциаций, научно-исследовательских институтов и экспертных организаций, образовательных учреждений, научно-производственных и конструкторских компаний, а также некоммерческих и общественных организаций.

Состав ТРГ 38 был утвержден приказом Минпромторга России от 15 ноября 2021 года № 4489.

В целях сбора информации о применяемых на энергетических объектах технологиях сжигания различных видов топлива в КТЭУ, выбросах маркерных загрязняющих веществ в атмосферный воздух с дымовыми газами, реализованных воздухоохраных технологиях, включая технологии пылегазоочистки продуктов сгорания, мероприятиях, направленных на повышение энергоэффективности и ресурсосбережения, была подготовлена анкета для энергетических предприятий, содержащая формы для сбора данных, необходимых для разработки проекта настоящего справочника НДТ.

В качестве основы для формирования анкеты был использован ГОСТ Р 113.00.04-2020 «Наилучшие доступные технологии. Формат описания технологий». Анкета была направлена в адреса российских энергетических компаний, производящих тепловую и электрическую энергию.

В результате анкетирования была получена информация примерно о 40% КТЭУ, эксплуатируемых на российских энергетических объектах. Полученные в результате анкетирования данные были систематизированы и использованы при разработке справочника НДТ.

Итоги анализа поступивших от предприятий анкет выявили тенденцию на снижение выбросов маркерных загрязняющих веществ в атмосферный воздух от КТЭУ за счет внедрения малоэмиссионных технологий сжигания топлива и золоулавливающего оборудования. Процесс совершенствования справочника отражает принцип последовательного улучшения – основной принцип современных систем менеджмента.

Однако цели, задачи и ожидаемые результаты перехода к технологическому нормированию на основе наилучших доступных технологий в сфере производства тепловой и электрической энергии за счет сжигания топлива требуют дополнительного разъяснения и стимулирования среди руководства и сотрудников генерирующих предприятий.

По итогам актуализации ИТС 38-2022 были сформулированы следующие рекомендации, касающиеся дальнейшей работы по внедрению НДТ:

- ужесточение технологических показателей выбросов ЗВ для всех КГЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2025;

- в качестве технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу от КТЭУ, вводимых в эксплуатацию с 1.01.2026, приняты нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ, установленные ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическая часть. Общие технические требования» и ГОСТ 29328-92 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия»;

- для достижения установленных в ИТС 38-2022 технологических показателей выбросов ЗВ расширен перечень рекомендуемых НДТ;

- из перечня НДТ исключены устаревшие технологии и технологии, применение которых уже не может обеспечить выполнение предложенных технологических показателей выбросов ЗВ;

- при модернизации технологического и природоохранного оборудования в качестве приоритетных критериев выбора новых технологий и оборудования следует использовать повышение энергоэффективности, ресурсосбережение, снижение негативного воздействия КТЭУ на окружающую среду.

Принятие предложенных в ИТС 38-2022 технологических показателей и перечня рекомендуемых НДТ позволит по предварительным оценкам на 20–30% снизить загрязнение атмосферного воздуха при эксплуатации КТЭУ.

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» разработан с учетом предложений энергетических компаний и предприятий, научно-технических, проектных и внедренческих организаций. Разработчики ИТС 38-2022 надеются, что он поможет энергетическим предприятиям в их текущей природоохранной деятельности, а также при разработке программ повышения экологической эффективности (ППЭЭ).

Проект Справочника был разработан специалистами ФГБУ «РЭА» Минэнерго России и Национального исследовательского университета «Московский энергетический институт» (ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»). В целях сбора актуальной информации о применяемых в РФ технологиях производства энергии, в период с 29.12.2021 по 31.01.2022, при содействии Минэнерго России и Ассоциации «Совет производителей электроэнергии и стратегических инвесторов электроэнергетики», Бюро НДТ провело опрос российских производителей тепловой и электрической энергии. В процессе опроса была получена информация по 130 ТЭС. Кроме того, были приняты во внимание материалы Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants, European Union, 2017.

Обсуждение и согласование настоящего Справочника осуществлялось членами ТРГ 38, сформированной на основании приказа Минпромторга России от 15.11.2021 № 4489, с изменениями, внесенными приказом Минпромторга России от 16.05.2022 № 1942 и приказом Минпромторга России от 05.08.2022 № 3269.

Таблица 9.1 – Перечень организаций, представители которых составили ТРГ 38-2022

№	Название организации
1	АО «ВТИ»
2	АО «СУЭК»
3	АО «ЗиО – Подольск»
4	АО «МХК «ЕвроХим»
5	АО «Норильско-Таймырская энергетическая компания»
6	АО «Проманалитприбор»
7	Ассоциация «Национальный промышленный кластер экологического машиностроения»
8	Ассоциация «Совет производителей энергии»
9	ЗАО «Омский завод инновационных технологий»
10	Институт народнохозяйственного прогнозирования (ИНП РАН)
11	Минприроды России
12	Минпромторг России
13	Минэнерго России
14	Немецкое Общество по Международному Сотрудничеству (ГИЦ) ГмбХ
15	ООО «Сибирская генерирующая компания»
16	ООО «Консорт»
17	ООО «Байкальская энергетическая компания»
18	ООО «ВО «Технопромэкспорт»
19	ООО «Газпром энергохолдинг»
20	ООО «Дорогобужкотломаш»
21	ООО «Итепло»
22	ООО «Московское отделение ЦКТИ»
23	ООО «Производственно-инжиниринговая компания «Энергомашэкология»
24	ООО «ПрофЦемент-Вектор»
25	ООО «Сервисный Центр СБМ»
26	ООО «СИБУР Холдинг»
27	ООО «Эн+ Девелопмент»
28	ООО «Эн+ Холдинг»
29	ООО «ЭНТРОРОС»
30	ПАО «РусГидро»
31	ПАО «Юнипро»
32	ПАО «Интер РАО»
33	ПАО «ЛУКОЙЛ»
34	ПАО «Мосэнерго»
35	ПАО «МОЭК»
36	ПАО «ОГК-2»
37	ПАО «ТГК-1»
38	ПАО «ТГК-2»
39	ПАО «ТКЗ «Красный котельщик»
40	ПАО «Фортум»

Окончание таблицы 9.1

№	Название организации
41	ПАО «Энел Россия»
42	Проектный офис Федерального проекта «Чистый воздух»
43	Российская ассоциация водоснабжения и водоотведения (РАВВ)
44	ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»
45	ФГБОУ ВО «Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова» (БГТУ им. В.Г. Шухова)
46	ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»
47	ФГБОУ ВО «КГЭУ»
48	ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»
49	ФГБОУ ВПО «Российский химико-технологический университет им. Д.И. Менделеева»
50	ФГБУ «ГосНИИЭНП»
51	ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России
52	ФГБУ «ЦЛАТИ по СФО»
53	Федеральная служба по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор)

Приложение А
(обязательное)

Перечень маркерных веществ

В таблице А.1 приведен перечень маркерных загрязняющих веществ, которые должны нормироваться и контролироваться (в рамках ПЭК) в выбросах КТЭУ.

Маркерные вещества – это загрязняющие вещества, которые характеризуют применяемые на производстве технологии и особенности производственного процесса на объекте негативного воздействия на окружающую среду.

Т а б л и ц а А.1 – Перечни маркерных загрязняющих веществ в выбросах в атмосферу крупных топливосжигающих установках

Для атмосферного воздуха	Класс опасности
Для угольных ТЭС	
Оксиды азота NO _x (NO ₂ и NO в пересчете на диоксид азота NO ₂)	3
Серы диоксид SO ₂	3
Углерода оксид CO	4
Зола твердого топлива	--*
Для мазутных ТЭС	
Оксиды азота NO _x (NO ₂ и NO в пересчете на диоксид азота NO ₂)	3
Серы диоксид SO ₂	3
Углерода оксид CO	4
Зола ТЭС мазутная (в пересчете на ванадий)	2
Для газовых ТЭС	
Оксиды азота NO _x (NO ₂ и NO в пересчете на диоксид азота NO ₂)	3
Диоксид серы SO ₂ (в случае наличия сернистых соединений в составе газа)	3
Углерода оксид CO	4

* Класс опасности золы твердого топлива определяется в соответствии с законодательством о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения (СанПиН 1.2.3685-21).

Приложение Б (обязательное)

Перечень технологических показателей выбросов маркерных загрязняющих веществ

Значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ, приведенные в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, отражают максимально допустимые уровни их концентраций в дымовых газах, поступающих в атмосферный воздух от КТЭУ с проектной входной тепловой мощностью 50 МВт и более, числом часов работы более 1500 час/год, использующих твердое, жидкое и газообразное топливо, практически достижимые при применении НДТ или иных технологий сжигания топлива и очистки дымовых газов и эксплуатации КТЭУ в стационарном режиме с номинальной нагрузкой.

Значения технологических показателей НДТ, приведенные в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, не распространяются на КТЭУ, находящиеся на стадии разработки и освоения (головной образец, демонстрационная, опытно-промышленная, пилотная установка). Для такого оборудования на период его освоения устанавливаются временно разрешенные выбросы (ВРВ) на уровне фактических показателей объема и массы выбросов загрязняющих веществ.

Технологические показатели выбросов маркерных ЗВ, указанные в таблицах Б.1, Б.2 и Б.3, не распространяются на пуско-наладочные, пусковые, остановочные и переходные режимы работы оборудования, а также на периоды периодической работы средств очистки поверхностей нагрева котлов от отложений.

Значения технологических показателей выбросов маркерных ЗВ устанавливаются для действующих КТЭУ в зависимости от срока ввода оборудования в эксплуатацию. Под «оборудованием» понимается: «котел», «газотурбинная установка» (ГТУ) или «парогазовая установка» (ПГУ) для технологических показателей выбросов SO_2 (в случае отсутствия сероочистки), NO_x и CO ; «золуловитель» для технологических показателей выбросов золы твердого топлива и «установка сероочистки» (при наличии) для технологических показателей выбросов диоксида серы. Для двухкорпусных котлов в составе дубль-блоков технологические показатели выбросов маркерных ЗВ устанавливаются на каждый отдельный корпус.

В качестве технологических показателей выбросов ЗВ в атмосферу от КТЭУ, вводимых в эксплуатацию с 01.01.2026, приняты нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ, установленные ГОСТ Р 50831-95 «Установки котельные. Тепломеханическая часть. Общие технические требования» и ГОСТ 29328-92 «Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия».

Для действующих КТЭУ, для которых в связи с низкими технико-экономическими показателями мероприятия по модернизации и продлению сроков эксплуатации экономически нецелесообразны и которые в соответствии с Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года планируется в период до 01.01.2026 выводить из эксплуатации, устанавливаются временно разрешенные выбросы (ВРВ).

Технологические показатели выбросов оксидов азота NO_x , диоксида серы SO_2 и монооксида углерода CO приведены в виде массовых концентраций (мг/м^3) в пересчете на нормальные условия (0°C , 101,3 кПа) в сухих газах и содержание кислорода $\text{O}_2 = 6\%$ для котельных установок и $\text{O}_2 = 15\%$ для ГТУ.

Технологические показатели выбросов золы твердого топлива для котельных установок, работающих на твердом топливе, приведены в виде массовых концентраций (мг/м^3) в пересчете на нормальные условия (0°C , 101,3 кПа) и содержание кислорода $\text{O}_2 = 6\%$.

Технологические показатели выбросов золы жидкого топлива не устанавливаются.

Нормирование выбросов мазутной золы ТЭС и котельных проводится только по содержанию в ней ванадия из расчета предельно допустимой среднесуточной концентрации мазутной золы на границе санитарно-защитной зоны (в пересчете на элемент ванадий) 0,002 мг/м³.

Технологические показатели выбросов диоксида серы при сжигании газообразных топлив, содержащих сернистые соединения в своем составе, не устанавливаются. Контроль за выбросами диоксида серы из КТЭУ проводится из расчета его приземной концентрации не выше предельно допустимой среднесуточной концентрации на границе санитарно-защитной зоны.

Для целей государственного и производственного экологического контроля соответствия выбросов КТЭУ значениям, приведенным в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, необходимо учитывать погрешность применяемых методик инструментальных измерений концентраций загрязняющих веществ в соответствии с Федеральным законом 2008 № 102-ФЗ (ред. от 28.12.2021) «Об обеспечении единства измерений».

В случае сжигания в КТЭУ нескольких топлив совместно (уголь/уголь, уголь/природный газ, уголь/мазут) технологические показатели выбросов для каждого маркерного ЗВ определяются следующим образом:

- для смеси уголь/уголь и уголь/мазут по формуле:

$$ТП_{см} = g_1 \cdot ТП_1 + (1 - g_1) \cdot ТП_2,$$

где $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_{см}$ – технологические показатели выброса ЗВ соответственно для первого (основного) топлива, второго (дополнительного) топлива и смеси топлив;

g_1 – относительная массовая доля основного топлива в общем расходе топлива на КТЭУ;

- для смеси твердого или жидкого топлива с газообразным топливом по формуле:

$$ТП_{см} = q_1 \cdot ТП_1 + (1 - q_1) \cdot ТП_2,$$

где $ТП_1$, $ТП_2$, $ТП_{см}$ – технологические показатели выброса ЗВ соответственно для первого (твердого или жидкого) топлива, второго (газообразного) топлива и смеси топлив,

q_1 – относительная доля первого топлива по теплу в общем тепловом балансе КТЭУ.

В случае сжигания в КТЭУ нескольких топлив по отдельности должны выполняться технологические показатели выбросов ЗВ для каждого вида топлива на период работы КТЭУ на данном топливе при условии, что его годовой расход, пересчитанный на условное топливо, составляет не менее 10% от общего годового расхода условного топлива на КТЭУ. В противном случае технологические показатели выбросов ЗВ для данного топлива не устанавливаются и в расчете технологического норматива выбросов ЗВ для смеси топлив не учитываются.

Таблица Б.1 – Технологические показатели выбросов загрязняющих веществ (далее – ЗВ) в атмосферный воздух, соответствующие применению наилучших доступных технологий (далее – НДТ) на стационарных крупных топливосжигающих энергогенерирующих установках (далее – КТЭУ) с проектной входной тепловой мощностью 50 МВт и более и числом часов работы более 1500 час/год (за исключением пуско-наладочных, пусковых, остановочных и переходных режимов работы котлов, а также периодов работы средств очистки поверхностей нагрева котлов), при сжигании твердого топлива (антрациты, каменные и бурые угли) и очистки дымовых газов в пересчете на нормальные условия (0°C, 101,3 кПа) и содержание кислорода $O_2 = 6\%$, для газообразных ЗВ – в сухих газах, мг/м³

Маркерные ЗВ	Ввод оборудования в эксплуатацию		
	до 31.12.2000	с 01.01.2001 по 31.12.2025	с 01.01.2026
$NO_x^{1)}$	БУ(ТШУ/ЖШУ): 600/800 КУ(ТШУ/ЖШУ): 800/1000	БУ(ТШУ/ЖШУ): 500/500 КУ(ТШУ/ЖШУ): 550/650	БУ (ТШУ/ЖШУ): 300/300 КУ (ТШУ/ЖШУ): 470/640
$SO_2^{2),3),4)}$	$S' \leq 0,5\%$: 1400 $S' > 0,5\%$: 3000	$S' \leq 0,5\%$: 700 $S' > 0,5\%$: 1400	$S' \leq 0,5\%$: 700 $S' > 0,5\%$: 1400
Зола твердого топлива ⁴⁾	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 500 МВт (паропроизводительностью менее 670 т/ч) при: $A' < 10\%$: 600; $10 \leq A' \leq 20\%$: 600-900 ⁵⁾ ; $A' > 20\%$: 900 Для котлов с входной тепловой мощностью от 500 МВт и более (паропроизводительностью от 670 т/ч и более) при: $A' < 30\%$: 250 $A' \geq 30\%$: 800	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 500 МВт (паропроизводительностью менее 670 т/ч): 250 Для котлов с входной тепловой мощностью от 500 МВт и более (паропроизводительностью от 670 т/ч и более): 150	Для котлов с входной тепловой мощностью менее 300 МВт (паропроизводительностью менее 420 т/ч) при: $A' < 10\%$: 150 $10 \leq A' \leq 20\%$: 150-250 ⁵⁾ ; $A' > 20\%$: 250 Для котлов с входной тепловой мощностью от 300 МВт и более (паропроизводительностью от 420 т/ч и более) при: $A' < 10\%$: 50 $10 \leq A' \leq 20\%$: 50-150 ⁵⁾ ; $A' > 20\%$: 150
СО	ТШУ: 400 ЖШУ: 300	ТШУ: 400 ЖШУ: 300	ТШУ: 400 ЖШУ: 300

¹⁾ азота оксид NO, азота диоксид NO₂, - сумарно в пересчете на азота диоксид;

²⁾ при наличии за котельной установкой аппаратов сероочистки дымовых газов приведенные в таблице технологические показатели выбросов диоксида серы с

учетом эффективности сероочистки умножаются на коэффициент: 0,6 – при применении мокросухой сероочистки; 0,3 – при применении мокрой сероочистки;

³⁾ для котельных установок, сжигающих угли с содержанием серы S^r более 1,0 %, поставляемые с угледобывающих предприятий (угольных разрезов), расположенных в районе до 50 км от монопрофильных муниципальных образований в регионах Сибирского и Дальневосточного федеральных округов, допускается содержание диоксида серы не более 5800 мг/м³;

⁴⁾ для определения технологических показателей выбросов золы твердого топлива (твердые частицы дымовых газов) и диоксида серы принимаются максимальные значения соответственно содержания золы и серы для данного топлива;

⁵⁾ технологические показатели выбросов золы твердого топлива принимаются путем интерполяции значений в указанных пределах зольности топлива, причем большие значения выбросов относятся к большим значениям зольности.

Обозначения: БУ – бурые угли, включая обогащенные; КУ – каменные угли, антрацит; ТШУ – твердое шлакоудаление; ЖШУ – жидкое шлакоудаление

Таблица Б.2 – Технологические показатели выбросов ЗВ в атмосферный воздух, соответствующие применению НДТ на стационарных КТЭУ с проектной входной тепловой мощностью 50 МВт и более и числом часов работы более 1500 час/год (за исключением пуско-наладочных, пусковых, остановочных и переходных режимов работы, а также периодов работы средств очистки поверхностей нагрева), при сжигании жидких нефтяных топлив (исключая жидкие производственные отходы и искусственное топливо) в пересчете на нормальные условия (0°C, 101,3 кПа), в сухих газах и содержание кислорода $O_2 = 6\%$ для котельных установок и $O_2 = 15\%$ для газотурбинных установок (далее – ГТУ) и парогазовых установок (далее – ПГУ), мг/м³

Оборудование	Ввод оборудования в эксплуатацию								
	до 31.12.2000			с 01.01.2001 по 31.12.2025			с 01.01.2026		
	NO _x ¹⁾	SO ₂	CO	NO _x ¹⁾	SO ₂	CO	NO _x ¹⁾	SO ₂	CO
Стационарные ГТУ на жидком топливе (включая утилизационные ПГУ) при работе с нагрузкой 50% и более от установленной мощности	100	700	300	100	700	300	100	700	300
Котельные установки (мазут) ²⁾	400	S ^r ≤1%: 1300 1%<S ^r ≤2%: 2550 2%<S ^r ≤3%: 3400	300	250	S ^r ≤1%: 1300 1%<S ^r ≤2%: 2550 2%<S ^r ≤3%: 3400	300	250	S ^r ≤1%: 700 1%<S ^r ≤2%: 1050 2%<S ^r ≤3%: 1400	300

¹⁾ азота оксид NO, азота диоксид NO₂, - сумарно в пересчете на азота диоксид;

²⁾ для определения технологического показателя выброса SO₂ принимаются максимальные значения S^r.

Т а б л и ц а Б.3 – Технологические показатели выбросов ЗВ в атмосферный воздух, соответствующие применению НДТ при сжигании газообразного топлива (природный и попутный газ, исключая искусственные газы) на стационарных КТЭУ с проектной входной тепловой мощностью 50 МВт и более и числом часов работы более 1500 час/год (за исключением пуско-наладочных, пусковых, остановочных и переходных режимов работы), в пересчете на нормальные условия (0°С, 101,3 кПа), в сухих газах и содержание кислорода $O_2 = 6\%$ для котельных установок и $O_2 = 15\%$ для ГТУ и ПГУ, мг/м³

Оборудование	Ввод оборудования в эксплуатацию					
	до 31.12.2000		с 01.01.2001 по 31.12.2025		с 01.01.2026	
	NO _x ¹⁾	CO	NO _x ¹⁾	CO	NO _x ¹⁾	CO
Стационарные ГТУ, включая утилизационные ПГУ, при работе с нагрузкой 50% и более от установленной мощности	50	300	50	300	50	300
Котельные установки, включая котлы-утилизаторы с дожиганием в составе утилизационных ПГУ и котлы в составе сбросных ПГУ	350	300	180	300	125	300

¹⁾ азота оксид NO, азота диоксид NO₂, - сумарно в пересчете на азота диоксид.

Приложение В (обязательное)

Перечень НДТ

Предприятия по своему усмотрению могут применять любую из перечисленных технологий или их комбинации, исходя из конкретных условий ТЭС по возможности реконструкции, интенсификации работы или замены действующего природоохранного оборудования, установленного на ТЭС с учетом ограничений по их применению и технико-экономического обоснования предлагаемых мероприятий.

Таблица В.1 – Перечень НДТ и ссылки на описание технологии в ИТС НДТ 38-2022

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ разгрузки, хранения и подготовки твердого топлива Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий		
НДТ 2.1	Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70–90%	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.2	Использование погрузочно-разгрузочного оборудования и приспособлений, которые минимизируют высоту падения топлива	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.3	Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.4	Использование на открытых складах твердого топлива ветрозащитных сооружений. Конструкция сооружений зависит от местных условий: площади склада, преимущественных направлений и силы ветров, окружающего ландшафта, зданий, сооружений	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.5	Применение гидроуборки помещений топливоподачи с применением осветленной воды систем ГЗУ или оборотных систем водоснабжения топливоподачи	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.6	Применение пневмовакuumной уборки помещений топливоподачи.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 2.7	Уплотнение или герметизация поверхностного слоя штабелей твердого топлива на складах при его долгосрочном хранении, чтобы предотвратить поступление в атмосферу загрязняющих веществ и потерь топлива, вызванных окислением угля кислородом воздуха	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.8	Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.9	Транспортировка топлива по закрытым галереям с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70–90%.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.10	Устройство гидроизолирующего покрытия основания угольных складов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.11	Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.12	Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.13	Организация входного контроля качества поставляемого угля	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.14	Усреднение и смешивание углей	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 2.15	Предварительная сушка топлива	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива		
НДТ снижения выбросов золы твердого топлива:		
НДТ 2.16	Мокрые скрубберы с трубой Вен-тури (при эффективности не менее 97% для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- и среднезольных углей)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.17	Эмульгаторы (при эффективности не менее 98% для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- и среднезольных углей)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.18	Электрофильтры (при эффективности не менее 99,5%)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.19	Рукавные фильтры (при эффективности не менее 99,8%)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.20	Двухступенчатые золоуловители	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ снижения выбросов оксидов азота NOx при сжигании твердого топлива		
НДТ 2.21	Режимно-наладочные методы: Возможно применение одной или нескольких из ниже перечисленных технологий	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.21.1	Нестехиометрическое сжигание.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.21.2	Умеренный контролируемый недожог.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 2.21.3	Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22	Технологические методы, требующие изменения конструкции:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.1	Рециркуляция дымовых газов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.2	Малоэмиссионная горелка	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.3	Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.4	Трехступенчатое сжигание	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.5	Концентрическое сжигание	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.6	Перевод топki котла с ЖШУ на ТШУ	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.7	Сжигание пыли высокой концентрации	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

ИТС 38–2022

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 2.22.8	Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.9	Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.10	Горелочные устройства с применением пристенного дутья	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.11	Плазмотроны	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.12	Безмазутный розжиг с применением электро-ионизационных воспламенителей (УВЭИ)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.22.13	Низкотемпературное вихревое сжигания (НТВ-технология)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.23	Азотоочистка газов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.23.1	Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.24	Снижения выбросов оксидов серы SO_x при сжигании твердого топлива	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.24.1	Использование топлива с низким содержанием серы	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 2.24.2	Использование мокрых золоуловителей по двойному щелочному способу	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.24.3	Использование упрощенной мокросухой сероочистки	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.24.4	Использование аммиачно-сульфатной технологии сероочистки	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ обращения с золошлаками		
Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий		
НДТ 2.25	Для новых и действующих ТЭС, сжигающих твердые виды топлива, НДТ являются оборотные гидравлические, а также пневмогидравлические, механические (автотранспортные, конвейерные), пневматические и смешанные системы внутреннего и внешнего золоудаления и оборотные гидравлические системы шлакоудаления, с сухими или гидравлическими сооружениями для накопления, хранения и захоронения золошлаков	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.26	НДТ являются изменение вида системы ЗШУ (например, переход от гидротранспорта к пневмотранспорту или автотранспорту золошлаков), дополнение систем золошлакоудаления технологическими участками, оборудованием для сбора, обработки, отгрузки золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям. НДТ могут быть любые технологии, направленные на обеспечение сбора, накопления, обработки, подготовки и отгрузки сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси или отдельных фракций золошлаков с целью их последующей утилизации на ТЭС или внешними потребителями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 2.26	При наличии внешних потребителей материалов на основе золошлаков и экономической целесообразности НДТ являются изменение вида системы ЗШУ (например, переход от гидротранспорта к пневмотранспорту или автотранспорту золошлаков), дополнение систем золошлакоудаления технологическими участками, оборудованием для сбора, обработки и отгрузки золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям. НДТ могут быть любые технологии, направленные на обеспечение сбора, накопления, обработки, подготовки и отгрузки сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси или отдельных фракций золошлаков с целью их последующей утилизации на ТЭС или внешними потребителями.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 2.27	Применение материалов на основе сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси по направлениям: - ликвидация горных выработок и рекультивация нарушенных земель; - ландшафтное строительство, общестроительные работы, устройство насыпей, обратная засыпка траншей и т.п.; - производство цемента; - производство бетонных изделий и смесей, причем как облегченных бетонных изделий (газопенобетон, ячеистый бетон), так и тяжелых бетонов, применяемых при строительстве особо ответственных и сложных сооружений – тоннелей, плотин, аэродромных сооружений, автодорог и т.д.; - производство кирпича; - улучшение качества почв; - фильтрующий материал для очистки сточных вод; - изолирующий материал на полигонах ТКО и других отходов; - применение в дорожном строительстве для устройства дорожных оснований и дорожных одежд	Подробное описание НДТ приведено в разделе 2.5.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий		
НДТ 3.1	Режимно-наладочные методы:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.1.1	Контролируемое снижение избытка воздуха	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.1.2	Нестехиометрическое сжигание	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.1.3	Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.2	Технологические методы, требующие изменения конструкции КТЭУ:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.2.1	Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.2.2	Малоземиссионная горелка	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.2.3	Рециркуляция дымовых газов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 3.2.4	Малоземиссионная камера сгорания (МЭКС) ГТУ	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 3.3	Азотоочистка газов:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 3.3.1	Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 3.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ снижения выбросов в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива		
Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий		
НДТ 4.1	Использование систем хранения жидкого топлива, которые размещаются в герметичной обваловке, емкостью, как минимум, максимального объема самого большого резервуара. Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы утечки из верхней части резервуара и из систем перелива могли бы быть перехвачены и находиться внутри обваловки. Должна быть предусмотрена сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.2	Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.3	Ливневые и талые воды должны быть собраны и обработаны в системах очистки перед сбросом или утилизироваться на ТЭС	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:		
НДТ 4.4	Температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15°C ниже температуры вспышки, но не выше 90°C	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 4.5	Все сливное оборудование, насо-сы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода стати-ческого электричества, возникаю-щего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.1 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании жидкого топлива Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий		
НДТ 4.6	Режимно-наладочные методы:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.6.1	Контролируемое снижение избытка воздуха	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 4.6.2	Нестехиометрическое сжигание	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.6.3	Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.7	Технологические методы, требующие изменения конструкции котла:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.7.1	Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.7.2	Малоэмиссионная горелка	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.7.3	Рециркуляция дымовых газов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 4.7.4	Технология сжигания водомазутной эмульсии	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.7.5	Малоэмиссионная камера сгорания ГТУ (МЭКС)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.8	Азотоочистка газов:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.8.1	Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.2 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.9	Снижение выбросов оксидов серы SO₂ при сжигании жидкого топлива:	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.9.1	Использование топлива с низким содержанием серы	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.9.2	Уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.3 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
4.4.4 НДТ ликвидации продуктов очистки оборудования мазутного хозяйства		
НДТ 4.10.1	Оборудование мест временного хранения (накопления) отходов, образовавшихся в результате зачистки и промывки оборудования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.10.2	Утилизация (ликвидация) продуктов зачистки путем сжигания в котлах или специальных утилизационных печах или передачи для вторичного использования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 4.10.3	Ликвидации твердых и сгустившихся продуктов очистки путем выгрузки их на угольный склад и дальнейшего сжигания в котлах	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 4.10.4	Захоронение продуктов очистки в специально выбранных местах по согласованию с пожарной и санитарной инспекциями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 4.4.4 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ систем охлаждения КТЭУ Возможно применение одной из перечисленных технологий:		
НДТ 5.1	Прямоточные ПСО	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.2	Оборотные водные ПСО с водоемами-охладителями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.3	Оборотные водные ПСО с брызгальными бассейнами	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.4	Оборотные водные ПСО с атмосферными градирнями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.5	Оборотные водные ПСО с башенными испарительными градирнями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.6	Оборотные водные ПСО с вентиляторными испарительными градирнями с принудительной тягой или под наддувом	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.7	Оборотные водные ПСО с эжекционными испарительными градирнями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.8	Воздушные ПСО с башенными радиаторными градирнями	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 5.9	Воздушные ПСО с вентиляторными радиаторными градирнями, аппаратами воздушного охлаждения, воздушными конденсаторами	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 5.10	Комбинированные ПСО	Подробное описание НДТ приведено в разделе 5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ снижения воздействий на водные объекты		
Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:		
НДТ 6.1.	Применение прямоточных и комбинированных систем охлаждения	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.2	Применение средств регулирования объемов забираемой воды для нужд прямоточных систем охлаждения (многоскоростные насосы, насосы с поворотными лопатками и др.).	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.3	Применение схем повторного и последовательного использования воды в системах охлаждения	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.4	Использование продувочных вод оборотных систем охлаждения для подпитки теплосетей с закрытым водоразбором	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.5	Применение стабилизационной обработки охлаждающей воды оборотных систем охлаждения	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6. ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.6	Применение в водных системах охлаждения систем шариковой очистки конденсаторов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.7	Применение в водных системах охлаждения мусорозадерживающих устройств (решетки, вращающиеся сетки, фильтры и др.)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 6.8	Применение двухконтурных систем маслоохладителей турбин и другого маслonaполненного оборудования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.9	Поддержание давления охлаждающей воды в маслоохладителе выше, чем давление масла.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.10	Установка за маслоохладителями датчиков (индикаторов) наличия нефтепродуктов в воде	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.11	Замена прямоточных систем охлаждения маслonaполненного оборудования на оборотные или воздушные системы	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6. ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.12	Оснащение водозаборов рыбозащитными сооружениями, устройствами, конструкция которых согласована с органами рыбоохраны	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.13	Повторное использование сточных вод предочистки после отстаивания и/или обезвоживания шлама	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6. ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.14	Повторное использование сточных вод ВПУ для нужд ВПУ или других технологических участков ТЭС	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.15	Применение малореагентных технологий обратноосмотического или мембранно-ионообменного обессоливания, электродеионизации	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.16	Применение противоточного ионирования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 6.17	Применение термического обессоливания	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.18	Замена умягчения воды для подпитки теплосетей на ее антинакипную обработку реагентами	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.19	Автоматизация работы ВПУ	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.20	Повторное применение очищенных или неочищенных нефтесодержащих стоков, поверхностного стока для производственных нужд ТЭС (подпитка систем охлаждения, ГЗУ, в качестве исходной воды ВПУ и др.)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.21	Организация бессточного режима работы системы ГЗУ	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.22	Нейтрализация сточных вод от химических промывок оборудования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.23	Сброс от химических промывок оборудования после нейтрализации в гидравлически замкнутую систему ГЗУ	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.24	Применение безреагентных технологий очистки и консервации оборудования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 6.25	Нейтрализация и отстаивание сточных вод от промывок регенеративных воздухоподогревателей и конвективных поверхностей нагрева котлов на очистных сооружениях (установках нейтрализации)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 6 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ для снижения шума на ТЭС		
Возможно применение одной или нескольких из перечисленных технологий:		
НДТ 7.1	Установка на выхлопных, дренажных и продувочных трубопроводах и редуционно-охладительных установках высокоэффективных глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.2	Установка в газовоздушных трактах тягодутьевых машин глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.3	Установка в газовоздушных трактах газотурбинных установок глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.4	Установка в газораспределительных пунктах глушителей с акустической эффективностью, обеспечивающей выполнение действующих требований для ночного времени суток (с 23.00 до 7.00) для прилегающих селитебных территорий (ТЭС, работающих на газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.5	Применение акустических экранов для защиты селитебных территорий (ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.6	Рациональное размещение энергетического оборудования с учетом действующих требований по отношению к прилегающей селитебной территории (ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 7.7	Применение энергетического оборудования, шумовые характеристики которого соответствуют ПДШХ и имеют более низкие значения уровней шума при прочих равных характеристиках (ТЭС на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.8	Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.9	Применение звукопоглощающих материалов и конструкций для облицовки стен и потолков в шумных помещениях, а также подвеска искусственных поглотителей (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.10	Повышение звукоизоляции помещений путем установления глушителей системы вентиляции и окон с повышенной звукоизоляцией (для ТЭС на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.11	Совершенствование конструкции защитных кожухов машин и их отдельных узлов путем улучшения их звукоизоляционных качеств, применения звукопоглощающей облицовки внутренних поверхностей и вибропоглощающих покрытий внешних поверхностей кожухов, виброизоляции от корпуса машины, фундамента и других строительных конструкций (для ТЭС, работающих на угле, жидком топливе и газе)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 7.12	Футеровка углеразмольного оборудования (для ТЭС, работающих на угле)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 7 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ организации ПЭК на КТЭУ Возможно применение одной или нескольких из перечисленных ниже технологий:		
10.1 НДТ измерения массы выбросов в атмосферу аммиака (NH₃) с дымовыми газами КТЭУ		
НДТ 10.1.1	Прямой инструментальный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 10.1.2	Расчетный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
10.2 НДТ измерения массы выбросов в атмосферу оксидов азота (NO_x в пересчете на NO₂) с дымовыми газами КТЭУ		
НДТ 10.2.1	Прямой инструментальный непрерывный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.2.2	Прямой инструментальный периодический	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.2.3	Расчетный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
10.3 НДТ измерения массы выбросов в атмосферу закиси азота N₂O с дымовыми газами КТЭУ		
НДТ 10.3.1	Прямой инструментальный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.3.2	Расчетный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
10.4 НДТ измерения массы выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO₂) с дымовыми газами КТЭУ		
НДТ 10.4.1	Прямой инструментальный непрерывный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.4.2	Прямой инструментальный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 10.4.3	Расчетный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
10.5 НДТ измерения массы выбросов в атмосферу угарного газа (СО) с дымовыми газами КТЭУ:		
НДТ 10.5.1	Прямой инструментальный непрерывный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 10.5.2	Прямой инструментальный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 10.5.3	Расчетный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
10.6 НДТ измерения массы выбросов в атмосферу золы твердого топлива с дымовыми газами КТЭУ:		
НДТ 10.6.1	Прямой инструментальный непрерывный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.6.2	Прямой инструментальный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 10.6.3	Расчетный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 10.6.4	Расчетный метод измерения массы выбросов в атмосферу твердых частиц от угольных складов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
НДТ 10.6.5	Расчетный метод измерения массы выбросов в атмосферу твердых частиц от золошлакоотвалов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных уста-новках в целях производства энергии»
10.7 НДТ контроля соблюдения лимитов и нормативов водопользования		

Продолжение таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 10.7.1	Прямой инструментальный непрерывный метод измерения расхода воды, забираемой из поверхностных и подземных водных объектов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.7.2	Определение в соответствии с условиями договора водоснабжения расхода воды, получаемой от других предприятий	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.7.3	Расчетные методы или косвенные измерения (например, исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов) расхода воды в системах прямоточного водоснабжения	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.7.4	Расчетные методы или косвенные измерения (например, исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов) расхода воды в системах оборотного технического водоснабжения систем охлаждения, гидрозолоудаления	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.7.5	Расчетные методы или косвенные измерения (например, исходя из времени работы и производительности технических средств (насосного оборудования), норм водопотребления (водоотведения) или с помощью других методов) расхода воды в системах повторно-последовательного водоснабжения	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.7.6	Определение в соответствии с условиями договора водоснабжения расхода воды, передаваемой сторонним организациям без использования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.7.7	Определение в соответствии с условиями договора водоснабжения расхода воды, передаваемой сторонним организациям после использования	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

№	Наименование НДТ	Примечание
10.8 НДТ измерения расхода сточных вод, отводимых в водные объекты		
НДТ 10.8.1	Прямой инструментальный непрерывный	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.8.2	Косвенные измерения, например, по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, потреблению насосами электроэнергии и т.п.	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.8.3	Расчетные методы, например, на основе водного баланса объекта по утвержденным нормативам водоотведения на каждом узле	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.8.4	Определение в соответствии с условиями договора водоотведения расхода сточных вод, отводимых в централизованные системы водоотведения	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
10.9 НДТ контроля соблюдения нормативов качества сточных вод		
НДТ 10.9.1	Прямой инструментальный непрерывный или периодический контроль температуры	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.2	Прямой инструментальный контроль водородного показателя pH	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.3	Прямой инструментальный контроль содержания нефтепродуктов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.4	Прямой инструментальный контроль содержания взвешенных веществ	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.5	Прямой инструментальный контроль БПК	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Окончание таблицы В.1

№	Наименование НДТ	Примечание
НДТ 10.9.6	Прямой инструментальный контроль содержания сухого остатка	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.7	Прямой инструментальный контроль содержания хлоридов (Cl)	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.8	Прямой инструментальный контроль содержания сульфатов (SO_2^{-4})	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.9	Прямой инструментальный контроль содержания железа (Fe^{3+})	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.10	Прямой инструментальный контроль содержания алюминия (Al^{3+})	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
НДТ 10.9.11	Прямой инструментальный контроль токсичности	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»
10.10 НДТ контроля соблюдения нормативов образования и размещения отходов		
НДТ 10.10.1	Использование инструментальных или расчетных методов	Подробное описание НДТ приведено в разделе 8.5 ИТС НДТ 38-2022 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»

Приложение Г (обязательное)

Ресурсная и энергетическая эффективность

Основным видом ресурсов, потребляемым объектами тепловой генерации, является ископаемое органическое топливо, которое преобразуется в электрическую и тепловую энергию. В разделе 1.1.5 настоящего справочника приведены сведения о фактических и прогнозируемых объемах потребления различных видов ископаемых топлив в целом по сектору тепловой энергетики РФ. Ресурсная и энергетическая эффективность технологий тепловой энергетики характеризуется показателями удельного потребления топлива на единицу отпущенной полезной энергии. В таблице Г.2 представлены сведения о достигнутых в Российской Федерации уровнях энергоэффективности КТЭУ различного типа, полученные в результате опроса. В качестве характеристик энергоэффективности использованы следующие показатели работы групп однотипного генерирующего оборудования:

- $\text{КПД}_{\text{эл. нетто}}$ – коэффициент полезного действия по отпуску электрической энергии – абсолютный электрический КПД группы основного генерирующего оборудования. Равен отношению отпущенной электроэнергии к теплоте сожженного топлива, использованного для производства этой электроэнергии;

- КИТ – коэффициент использования тепла топлива. Равен отношению отпущенной энергии (электроэнергия + тепло) к теплоте сожженного топлива, использованного для их производства (теплота топлива рассчитывается по низшей теплотворной способности топлива на рабочую массу), измеряется в процентах. В данном приложении КИТ используется в качестве показателя энергетической и ресурсной эффективности генерирующего оборудования, производящего одновременно тепло и электроэнергию или только тепло.

Классификация генерирующего оборудования, примененная в данном разделе, соответствует классификации, применяемой в формах отчетности, утвержденных приказом Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления». Подробное описание технологий приведены в разделах 2–4.

В таблице Г.1 приведены перечень групп генерирующего оборудования (технологий производства электро- и/или теплоты), по которым проводилось анкетирование, их обозначение и количество анкет, содержащих сведения по энергоэффективности этих групп однотипного генерирующего оборудования. Если в эксплуатации на ТЭС находилось несколько однотипных единиц оборудования, в анкетах представлялись средние данные по группе оборудования, а не по каждой единице оборудования. В связи с этим количество единиц генерирующего оборудования, охваченного анкетированием, превышает количество представленных анкет. Тем не менее объем собранных сведений не является достаточным для получения абсолютно полных статистически достоверных данных по средней энергоэффективности по Российской Федерации.

Таблица Г.1 – Группы генерирующего оборудования и их обозначения

Наименование группы	Обозначение	Количество анкет
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 1200 МВт	Блок 1200К	1
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 800 МВт	Блоки 800К	6
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 600 МВт	Блоки 600К	-
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 500 МВт	Блоки 500К	-
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 300 МВт	Блоки 300К	5
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 300 МВт и котлом с ЦКС	Блоки 300-ЦКС	-
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 200 МВт	Блоки 200К	5
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 150 МВт	Блоки 150К	3
Несерийный конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 150 МВт	Блоки 150КН (Несерийное)	-
Конденсационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 60 МВт	Блоки 60К	-
Теплофикационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 300 МВт	Блоки 300Т	4
Теплофикационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 200 МВт	Блоки 200Т	-
Теплофикационный паросиловой энергоблок с установленной электрической мощностью 150 МВт	Блоки 150Т	4
Неблочная конденсационная турбоустановка на давление пара 90 атм.	КЭС-90	-
Неблочная теплофикационная турбоустановка на давление пара 240 атм.	ТЭЦ-240	2
Неблочная теплофикационная турбоустановка на давление пара 130 атм. без промперегрева	ТЭЦ-130	29
Неблочная теплофикационная турбоустановка на давление пара 130 атм. с промперегревом	ТЭЦ-130ПП	1
Неблочная теплофикационная турбоустановка на давление пара 90 атм.	ТЭЦ-90	5
Парогазовая установка с конденсационной паровой турбиной	ПГУ-КЭС	11
Парогазовая установка с теплофикационной паровой турбиной	ПГУ-ТЭЦ	19

Наименование группы	Обозначение	Количество анкет
Газотурбинная установка без утилизации тепла уходящих газов	ГТУ	5
Газотурбинная установка с котлом-утилизатором	ГТУ-КУ	2
Прочее паротурбинное оборудование	Прочее паротурбинное оборудование	6
Дизельная электростанция	ДЭС	-
Котел теплоснабжения паровой низкого давления	КНД	1
Водогрейный котел	ВК	12

Таблица Г.2 – Средние значения КПД нетто-отпуска электроэнергии и КИТ по видам основного топлива и группам генерирующего оборудования, полученные в результате анкетирования генерирующих компаний в 2022 году

Группа генерирующего оборудования	КПД электрический нетто, %			КИТ, %		
	Основное топливо					
	Уголь	Мазут	Газ	Уголь	Мазут	Газ
Блок 1200К			40%			
Блоки 800К	36%		40%			
Блоки 500К	35%					
Блоки 300К	35%		37%			
Блоки 200К	33%		34%			
Блоки 150К	30%		33%			
КЭС-90	24%					
ПГУ-КЭС			54%			
ГТУ			34,7%			
Блоки 300Т						67%
Блоки 200Т				55%		
Блоки 150Т						53%
ТЭЦ-240						67%
ТЭЦ-130				64%		67%
ТЭЦ-90				50%		68%
ПГУ-ТЭЦ						62%
ГТУ-КУ						69%
Прочее паротурбинное оборудование				55%		80%
КНД					69%	90%
ВК				83%	84%	91%

Наилучшие доступные технологии повышения энергетической и ресурсной эффективности КТЭУ

Повышение КПД производства энергии в тепловой энергетике идет по следующим основным направлениям:

1. Наиболее высокий КПД производства электроэнергии в настоящее время имеют бинарные конденсационные парогазовые установки, поэтому приоритетным направлением повышения энергоэффективности является замещение паросилового оборудования парогазовыми установками. По данным из «Отчета о функционировании ЕЭС России в 2021 году» АО «СО ЕЭС», на конец 2021 года доля ГТУ и ПГУ в структуре установленной электрической мощности ТЭС составила около 21% (для сравнения в 2011 году – менее 9%).

2. Эффективность производства энергии при комбинированном производстве электроэнергии и тепла на ТЭЦ существенно выше, чем раздельное производство электрической и тепловой энергии. Поэтому развитие когенерации, перевод нагрузок в системах централизованного теплоснабжения от котельных на ТЭЦ являются одним из важных направлений повышения энергоэффективности тепловой энергетики РФ.

3. Существенное влияние на эффективность производства электроэнергии оказывает качество охлаждения оборудования. Высокие температуры окружающей среды снижают КПД выработки электроэнергии как для газовой, так и для паровой турбины. Для газовых турбин более значима температура окружающего воздуха, тогда как для паровых турбин важнее температура охлаждающей среды. Для конденсации пара в ПСУ могут применяться три типа системы охлаждения (в порядке снижения эффективности): непосредственное (прямоточное) охлаждение морской или речной водой, водные оборотные системы с различными типами охладителей (пруды, мокрые градирни и т.д.) и воздушное охлаждение. Применение наиболее эффективных систем охлаждения технологического оборудования позволяет повышать энергетическую эффективность его работы.

В таблице Г.3 приведен перечень значений показателей энергоэффективности, которые могут быть достигнуты при применении НДТ.

Т а б л и ц а Г.3 – Целевые показатели энергоэффективности, соответствующие применению НДТ

Группа генерирующего оборудования	КПД электрический нетто, %		КИТ, %	
	Основное топливо			
	Уголь	Газ	Уголь	Газ
Конденсационный паросиловой энергоблок	35	38		
Газотурбинная установка без утилизации тепла уходящих газов		34		
Парогазовая установка с конденсационной паровой турбиной		50		
Теплофикационный паросиловой энергоблок			60	65
Неблочная теплофикационная турбоустановка на давление пара 130 атм. и более			55	60
Газотурбинная установка с котлом-утилизатором				65
Парогазовая установка с теплофикационной паровой турбиной				65
Котел теплоснабжения паровой низкого давления			80	85
Водогрейный котел			80	85

Перспективные технологии повышения ресурсной и энергетической эффективности

Перспективные технологии повышения эффективности энергопроизводства при сжигании угля

Дальнейшее повышение энергетической эффективности паротурбинных энергоблоков на угле связывают с повышением параметров свежего пара, который ограничивается длительной жаропрочностью стальных труб перлитного класса (для поверхностей нагрева котла и главных паропроводов) и металла роторов турбин (прежде всего, роторов ЦВД и ЦСД). В настоящее время в мире насчитывается несколько десятков энергоблоков на ССКП (давление пара – 24–30 МПа, температура – 580–650°C), построенных в основном в Китае, США, Германии, Дании, Японии и применяющих конструктивные элементы из более дорогих аустенитных сталей.

Как показал обзор зарубежных тепловых схем на ССКП, все энергоблоки имеют повышенную начальную температуру пара и/или температуру промежуточного перегрева. Практически «стандартной» для энергоблоков нового поколения стала температура 580°C в Европе и 600°C в Японии. Подавляющее большинство энергоблоков нового поколения выполнено на начальное давление 24–29 МПа при единичной мощности в диапазоне 400–1100 МВт. Распространение таких установок зависит от доступности на приемлемом с финансовой точки зрения уровне сплавов, которые могут работать в условиях таких высоких температур и давлений.

К перспективным технологиям в области использования твердого топлива на ТЭС можно отнести газификацию топлива, представляющую собой термохимический процесс взаимодействия топлива с газо- или парогазообразными реагентами, содержащими окислитель (обычно кислород), в целях получения горючих газов. Данный процесс близок к горению топлива, но при газификации частичное окисление топлива происходит при недостатке кислорода. При этом вся органическая масса топлива превращается в газ, а минеральная претерпевает некоторые изменения при температуре 900–1000°C и остается в твердом или жидком состоянии (в форме шлакового расплава).

Газификация твердого топлива позволяет значительно (до 50% и выше) увеличить энергетический КПД КТЭУ включением в ее тепловую схему парогазовых установок, работающих на очищенном генераторном газе, а также использовать низкокалорийные/низкосортные топлива на ТЭС.

Прогнозируется, что технология предварительной сушки бурого угля теоретически приведет к повышению эффективности КТЭУ на бурых углях примерно на 4–5 процентных пункта. Цель технологии состоит в том, чтобы снизить влажность исходного бурого угля с использованием низкопотенциального тепла с температурой примерно 120–150°C вместо используемых сейчас горячих дымовых газов с температурой порядка 1000°C. Кроме того, технологией предусмотрена рекуперация энергии, затраченной на испарение воды в буром угле, путем конденсации пара. Для сушки бурого угля доступны два различных процесса:

- механотермическое обезвоживание;
- в аппарате с псевдоожиженным слоем с внутренней утилизацией отходящего тепла.

Перспективные технологии повышения эффективности энергопроизводства при сжигании газа

Перспективные технологии сжигания газа для производства энергии связаны в основном с повышением энергоэффективности ГТУ. Выделяют следующие перспективные направления:

- повышение температуры газов на входе в газовую турбину до 1500°C за счет повышения температурной стойкости материалов и совершенствования способов охлаждения газовых турбин;
- уменьшение количества воздуха, используемого для охлаждения турбин;

- внедрение охлаждения лопаток внешним потоком (вода, пар).

Одной из передовых разработок является использование парового охлаждения вместо воздушного в газовых турбинах комбинированного цикла (ПГУ). Обычно воздух из компрессора используется для охлаждения вала газовой турбины и ее лопаток горячих ступеней. Объем охлаждающего воздуха составляет до 20–25% воздушного потока компрессора. Этот воздух не используется в камере сгорания, теряет давление при прохождении через узкие каналы в лопатках турбины, что приводит к снижению эффективности работы газовой турбины. При использовании пара вместо сжатого воздуха этот недостаток устраняется. Паровое охлаждение более эффективно, чем воздушное. В упомянутых выше турбинах применяется система охлаждения пара с замкнутым контуром. Пар охлаждает горячие детали турбины и после использования не смешивается с основным потоком газа через газовую турбину (как в открытой системе), а направляется в паровую турбину, где смешивается с паром из котла-утилизатора и направляется в цилиндр промежуточного давления паровой турбины для дальнейшего расширения. Охлаждающий пар не влияет на газовый поток, проходящий через газовую турбину, и, в принципе, не увеличивает потребление воды.

За счет применения охлаждения паром температура на входе в турбину повышается без изменения температуры горения. В результате достигается более высокая эффективность без увеличения выбросов NO_x . Паровое охлаждение вместо воздушного значительно снижает расход воздуха, отбираемого из компрессора и, следовательно, экономит энергопотребление компрессора. Это ведет к повышению КПД газовой турбины и сокращению выбросов. Благодаря новой технологии охлаждения можно добиться повышения эффективности комбинированного цикла на один-два процентных пункта до 60%. Несколько производителей систем разработали технологию ПГУ с КПД, превышающим 58% при коммерческой эксплуатации, но ни один из них пока не достиг 60%.

Еще одним перспективным направлением повышения КПД ГТУ является внедрение промежуточного охлаждения и рекуперации тепла. Большая часть мощности, вырабатываемой газовой турбиной, потребляется для привода воздушного компрессора. Одним из способов повышения эффективности газовой турбины является уменьшение потребления мощности компрессором за счет охлаждения воздуха, проходящего через компрессор, т.к. мощность, потребляемая компрессором, пропорциональна объемному расходу. Теоретически, охлаждение после каждой ступени компрессора приводит к наибольшему сокращению потребления энергии компрессором, однако на практике возможно только ограниченное количество ступеней охлаждения. Если температура выхлопных газов газовой турбины выше, чем температура воздуха на выходе компрессора, можно передать часть тепла от выхлопных газов выходному воздуху компрессора. Это повысит КПД газовой турбины, поскольку для нагрева газа до желаемой температуры на входе в турбину требуется меньше топлива. Этот вид рекуперации может в основном использоваться для газовых турбин с умеренной степенью сжатия или для газовых турбин с компрессорами с промежуточным охлаждением. Конструкции, включающие применение как промежуточного охлаждения компрессора, так и рекуперации тепла, могут достигать КПД 54% (при температуре на входе в турбину 1200°C).

Разрабатываются различные конструкции газовых турбин, предусматривающих увлажнение воздуха горения. В цикле такой турбины (НАТ) увлажнение сжатого воздуха позволяет снизить его температуру. В цикле НАТ весь воздух насыщается водяным паром. Для этого может использоваться регенерированное тепло выхлопных газов газовой турбины. Сложность этого цикла заключается в том, что для процесса нельзя использовать стандартные газовые турбины, так как массовый расход через турбину слишком сильно увеличивается из-за насыщения всего воздуха водой. Высокое содержание водяного пара в воздухе для горения также может создавать проблемы для горелок, хотя при этом способе более низкая степень сжатия приводит к более высокому КПД. Прогнозируется достижение КПД около 53% (при температуре на входе в турбину 1200°C).

**Приложение Д
(справочное)**

Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС

Т а б л и ц а Д.1 – Ориентировочные шумовые характеристики оборудования ТЭС на открытом воздухе

Источник шума	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Размещение над уровнем земли, м	Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Сброс пара в атмосферу	135–130	145–140	150–145	155–150	160–155	165–160	165–160	160–155	155–150	30–50	Широкополосный, прерывистый
Воздухозабор (без глушителя)											
Газовой турбины	130–100	125–105	120–105	135–110	135–115	150–120	150–120	150–130	145–135	15–25	Широкополосный, с тональными составляющими, постоянный
Дутьевого вентилятора	95–90	95–90	85–80	75–70	70–65	70–65	65–60	65–60	65–60	15–25	То же
Устье трубы (без глушителя) с металлическими стволами от:											
Газовой турбины	140–130	145–130	150–130	145–130	145–135	145–135	150–135	150–135	145–130	50–100	То же
Котла-утилизатора ГТУ или ПГУ	130–120	135–120	140–120	135–120	135–125	135–125	135–120	130–115	120–105	То же	То же
Осевых дымососов	125–120	125–120	130–125	130–125	135–125	135–125	130–125	125–120	115–105	То же	То же
Центробежных насосов	120–110	120–110	110–105	115–110	115–110	110–105	105–100	100–95	95–90	То же	То же
Водогрейных котлов	120–115	120–115	120–115	110–105	105–100	95–90	85–80	75–70	65–60	50–100	То же

Продолжение таблицы Д.1

Источник шума	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Размещение над уровнем земли, м	Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Устье трубы (без глушителя), футерованной внутри кирпичом от:											
Осевых дымососов	115–100	115–100	110–105	110–105	105–95	105–95	100–90	90–80	80–70	120–250	То же
Центробежных насосов	105–100	105–100	95–90	90–80	85–70	80–70	75–70	70–60	60–55	0	То же
Газораспределительный пункт (ГРП)	95–90	95–85	100–90	100–90	105–95	115–105	120–110	115–105	110–100	0	Широкополосный, постоянный
Газопроводы после ГРП	85–75	90–80	95–85	95–85	105–95	110–100	115–105	110–100	105–95	2–10	То же
Корпус тягодутьевой машины:											
Осевой (без изоляции)	115–105	115–105	120–110	120–110	120–110	120–110	115–105	110–100	105–95	0	Широкополосный, с тональными составляющими, постоянный
Осевой (с изоляцией)	105–95	105–95	110–100	100–90	100–90	100–90	95–85	80–70	75–65	То же	То же
Центробежной (без изоляции)	100–90	100–90	100–90	100–90	100–90	100–90	100–90	100–90	90–80	То же	То же
Центробежной (с изоляцией)	90–80	90–80	90–80	80–70	80–70	80–70	80–70	70–60	70–60	То же	То же
Силовые трансформаторы (ОРУ)	100–95	100–95	105–100	100–90	95–85	95–85	90–80	85–80	75–70	3–5	То же
Градирня	95–90	95–90	95–90	100–95	100–95	105–100	105–100	105–100	105–100	0	То же

Окончание таблицы Д.1

Источник шума	Уровни звуковой мощности, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Размещение над уровнем земли, м	Характер шума
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Шум, проникающий из помещений:											
Котлотурбинного цеха	85–80	80–75	80–75	75–70	70–65	70–65	55–50	50–45	45–40	3–30	Широкополосный, постоянный, имеет направленный характер
Угледробилки	120–115	120–115	110–105	110–105	110–105	110–105	105–100	95–90	80–75	0–15	Широкополосный, постоянный
Компрессорной	100–95	100–95	110–105	100–95	95–90	100–95	95–90	95–90	95–90	0	Широкополосный, постоянный, с тональными составляющими, прерывистый

Приложение Е (обязательное)

Заключения по наилучшим доступным технологиям

Область применения

Представленные в данном ИТС перечни НДТ предназначены для реализации при производстве (генерации) электрической энергии и (или) тепловой энергии в виде пара и (или) горячей воды на объектах, перечисленных в «Области применения» данного справочника (стр. 1) и оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (НВОС).

НДТ также распространяются на процессы, связанные с основными видами деятельности, которые могут оказать влияние на объемы эмиссий и (или) масштабы загрязнения окружающей среды:

- разгрузка топлива из транспортных средств, его хранение и подготовка к сжиганию;
- водоподготовка для нужд энергообъектов;
- техническое водоснабжение энергообъекта для целей охлаждения технологического оборудования, компенсации пароводяных потерь, золошлакоудаления, прочих производственных нужд;
- золошлакоудаление.

Дополнительные виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ приведены в таблице Е.1.

Таблица Е.1 – Дополнительные виды деятельности и соответствующие им справочники НДТ

Вид деятельности	Соответствующий справочник НДТ
Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях	ИТС 8-2015
Размещение отходов производства и потребления	ИТС 17-2021
Промышленная система охлаждения	ИТС 20-2016
Очистка выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух при производстве продукции (товаров), а также при проведении работ и оказании услуг на крупных предприятиях	ИТС 22-2016
Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения	ИТС 22.1-2021
Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности	ИТС 48-2017

Сфера распространения настоящего Заключения НДТ приведена в таблице Е.2.

Таблица Е.2 – Сфера распространения ИТС НДТ

ОКПД-2	Наименование продукции по общероссийскому классификатору продукции по видам экономической деятельности (ОКПД-2) ОК 034-2014 (КПЕС 2008) в редакции от 04.02.2022	Наименование вида экономической деятельности по общероссийскому классификатору видов экономической деятельности (ОКВЭД-2) ОК 029-2014 (КДЕС Ред. 2) в редакции от 21.06.2022	ОКВЭД-2
35.11.10.111	Электроэнергия, произведенная конденсационными электростанциями (КЭС) общего назначения	Производство электроэнергии тепловыми электростанциями, в том числе деятельность по обеспечению работоспособности электростанций	35.11.1
35.11.10.112	Электроэнергия, произведенная теплоэлектроцентралями (ТЭЦ) общего назначения		
35.11.10.113	Электроэнергия, произведенная газотурбинными электростанциями (ГТЭС) общего назначения		
35.30.11.110	Энергия тепловая, отпущенная электростанциями	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) тепловыми электростанциями.	35.30.11
35.30.11.111	Энергия тепловая, отпущенная тепловыми электроцентралями (ТЭЦ)		
35.30.11.120	Энергия тепловая, отпущенная котельными	Производство пара и горячей воды (тепловой энергии) котельными	35.30.14

Перечни и характеристики наилучших доступных технологий приведены в таблицах Е.3–Е.12.

Таблица Е.3 – НДТ разгрузки, хранения и предварительной подготовки твердого топлива

Номер и название НДТ	Назначение НДТ	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
НДТ 2.1 Разгрузка топлива в закрытых помещениях с системой аспирации	Предотвращение образования и распространения пыли. Эффективность очистки воздуха 70–90%	Возможно	Возможно	Да	Нет	Здания, оборудование для разгрузки авто или ж/д транспорта с системой аспирации и газоочистки	-
НДТ 2.2 Использование погрузочно-разгрузочного оборудования и приспособлений, которые минимизируют высоту падения топлива	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Краны-перегрузчики, роторные разгрузчики-погрузчики, пути их передвижения	-
НДТ 2.3 Выбор места размещения открытых складов твердого топлива в защищенном от ветра месте	Предотвращение образования и распространения пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	-	-

Продолжение таблицы Е.3

Номер и название НДТ	Назначение НДТ	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
НДТ 2.4 Использование на открытых складах твердого топлива ветрозащитных сооружений	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Ограничено	Нет	Конструкция сооружений зависит от местных условий: площади склада, преимущественных направлений и силы ветров, окружающего ландшафта, зданий, сооружений	-
НДТ 2.5 Применение гидроуборки помещений топливopодачи с применением осветленной воды систем ГЗУ или оборотных систем водоснабжения топливopодачи	Снижение неорганизован-ных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Загрязнение воды	Насосы, системы трубопроводов с арматурой, канализационные сети, очистные сооружения	При наличии ГЗУ возможно использование осветленной воды

Продолжение таблицы Е.3

Номер и название НДТ	Назначение НДТ	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
НДТ 2.6 Применение пневмовакuumной уборки помещений топливopодачи	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Компрессоры, сеть пневмопроводов, пылеулавливающее оборудование	Необходима очистка воздуха
НДТ 2.7 Уплотнение или герметизация поверхностного слоя штабелей твердого топлива на складах при его долгосрочном хранении	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Катки	Для складов длительного хранения, чтобы предотвратить поступление в атмосферу загрязняющих веществ и потерь топлива, вызванных окислением угля кислородом воздуха

Продолжение таблицы Е.3

Номер и название НДТ	Назначение НДТ	Применимость		Промышлен- ное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существую- щие установки				
НДТ 2.8 Использование ограждений и устройств для пылеподавления или пылеулавливания на узлах пересыпки	Снижение неорганизованных выбросов пыли	Возможно	Возможно	Нет	Нет	Специализированные ветрозащитные сооружения: стены, ограждения, древесные посадки	-
НДТ 2.9 Транспортировка топлива по закрытым галереям с системой аспирации. Эффективность очистки воздуха 70- 90%	Снижение выбросов пыли	Возможно	Возможно	Да	Нет	Закрытые галереи топливоподачи с системами аспирации и пылеулавливающим оборудованием	-
НДТ 2.10 Устройство гидроизолирующего покрытия основания угольных складов	Предотвращение загрязнения почвы и грунтовых вод	Возможно	Возможно	Да	Нет	Гидроизолирующие покрытия различных конструкций	Собранная дренажная вода может быть сброшена в ГЗУ

Продолжение таблицы Е.3

Номер и название НДТ	Назначение НДТ	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
НДТ 2.11 Устройство дренажной системы для сбора поверхностного стока с территории угольных складов с организацией повторного использования собранного фильтрата	Уменьшение неорганизованных сбросов	Возможно	Возможно	Да	Снижение водопотребления	Дополнительные сооружения	-
НДТ 2.12 Оснащение мест хранения угля системами непрерывного обнаружения очагов возгорания и нагрева или организация периодического, не реже 1 раза в сутки, тепловизионного обследования складов	Снижение выбросов продуктов горения	Возможно	Возможно	Да	Обеспечение безопасности Снижение потерь топлива	Специальное оборудование	-

Окончание таблицы Е.3

Номер и название НДТ	Назначение НДТ	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применяемости	Используемое оборудование	Примечания
		Новые установки	Существующие установки				
НДТ 2.13 Организация входного контроля качества поставляемого угля	Контроль качества топлива	Возможно	Возможно	Ограничено	Нет	Химическая лаборатория	
НДТ 2.14 Усреднение и смешивание углей	Улучшение качества топлива	Возможно	Возможно	Ограничено	Нет	Краны- перегрузчики, роторные разгрузчики- погрузчики	
НДТ 2.15 Предварительная сушка топлива	Улучшение качества топлива	Возможно	Возможно	Да	Нет	Сушильно- мельничные системы	

НДТ снижения выбросов загрязняющих веществ при сжигании твердого топлива

Таблица Е.4 – НДТ снижения выбросов золы твердого топлива

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости
		Новые установки	Существующие установки		
НДТ 2.16 Мокрые скрубберы с трубой Вентури (при эффективности не менее 97% для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- и среднезольных углей)	92–98%	Невозможно	Ограничено при сжигании мало- и среднезольных углей в КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000	Да	Дополнительный эффект снижения выбросов SO ₂ до 10–12%. Не рекомендуется для углей с приведенной сернистостью более 0,3%× кг/МДж и содержанием в золе СаО больше 15%. Жесткость оросительной воды должна быть менее 15 мг-экв/л. Коррозия газоходов и снижение температуры уходящих газов
НДТ 2.17 Эмульгаторы (при эффективности не менее 98% для установок, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000, при сжигании мало- и среднезольных углей)	98,3–99,5	Невозможно	Ограничено при сжигании мало- и среднезольных углей в КТЭУ, введенных в эксплуатацию до 31.12.2000	Да	Дополнительный эффект снижения выбросов SO ₂ до 18–22%. Не рекомендуется для углей с содержанием СаО больше 15% и приведенной сернистости 0,3%×кг/МДж. Жесткость оросительной воды должна быть менее 15 мг-экв/л. Коррозия газоходов и снижение температуры уходящих газов
НДТ 2.18 Электрофильтры (при эффективности не менее 99,5%)	99–99,9	Возможно при эффективности не менее 99,5%	Возможно	Да	Снижение эффективности удаления высокоомной золы с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) >10 ⁸ Ом·м

Окончание таблицы Е.4

Номер и название НДТ	Потенци- альное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышлен- ное внедрение на действующ- щих объектах	Перекрестные эффекты, ограничения применимости
		Новые установки	Существующие установки		
НДТ 2.19 Рукавные фильтры (при эффективности не менее 99,8%)	≥99,99	Возможно при эффективности не менее 99,8%	Возможно	Небольшой	Увеличение затрат на собственные нужды за счет увеличения сопротивления газового тракта и затрат на замену рукавов. Тканевые фильтры преимущественно используют для удаления твердых частиц размером до 2,5 мкм и опасных веществ в виде твердых частиц, например, металлов (за исключением ртути), а также за установками сухой и полусухой сероочистки. Производство рукавных фильтров пока не локализовано
НДТ 2.20 Двухступенчатые золоуловители	Более 99,9%	Возможно при эффективности не менее 99,8%	Возможно	Небольшой	Сложность конструкции, увеличенные капитальные и эксплуатационные затраты

Таблица Е.5 – НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании твердого топлива

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
НДТ 2.21 Режимно-наладочные мероприятия					
НДТ 2.21.1 Нестехиометрическое сжигание	20–35	Возможно	Возможно	Да	Возможно увеличение содержания СО и рост горючих в уносе. Предпочтительно для котлов с двумя или бóльшим количеством ярусов горелок
НДТ 2.21.2 Умеренный контролируемый недожог	10–25	Возможно	Возможно	Да	Контролируемое увеличение содержания СО, рост горючих в уносе.
НДТ 2.21.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла	20–40	Возможно	Возможно	Да	Увеличение химического и механического недожогов. Повышение содержания горючих в уносе, коррозия НРЧ. При сжигании высокосернистого угля в котлах СКД в отсутствие пристенного дутья появляется опасность высокотемпературной коррозии топочных экранов
НДТ 2.22 Технологические методы, требующие изменения конструкции					
НДТ 2.22.1 Рециркуляция дымовых газов	10–25	Возможно	Возможно	Да	Увеличение содержания СО. Возможно уменьшение КПД котла. Рост температуры промперегрева на барабанных котлах
НДТ 2.22.2 Малоэмиссионная горелка*	30–50	Возможно	Возможно	Да	Контроль стабильности факела и полноты сгорания топлива, из-за возможности увеличения СО и роста горючих в уносе. Для ступенчатого ввода воздуха или топлива в отдельной горелке требуется определенное расстояние до противоположного экрана

Продолжение таблицы Е.5

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
НДТ 2.22.3 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла	20–45	Возможно	Возможно	Да	Увеличение химического и механического недожогов. Повышение содержания горючих в уносе, коррозия НРЧ. При сжигании высокосернистого угля в котлах СКД в отсутствие пристенного дутья появляется опасность высокотемпературной коррозии топочных экранов
НДТ 2.22.3 Трехступенчатое сжигание	30–60	Возможно	Возможно	Да	Возможно появление СО при плохом перемешивании третичного воздуха с продуктами неполного сгорания и рост горючих в уносе (в случае использования пыли грубого помола)
НДТ 2.22.5 Концентрическое сжигание	20–50	Возможно	Возможно	Да	Появление СО и рост горючих в уносе. Снижается шлакование и коррозия топочных экранов. Предпочтительно для углей с высоким выходом летучих. При реконструкции тангенциальных топок можно ограничиться заменой горелок
НДТ 2.22.6 Перевод топки котла с ЖШУ на ТШУ	30–50	Возможно	Возможно	Да	Снижение паропроизводительности котла. Рост недожога. Неприменимо для низкорекреационных углей
НДТ 2.22.7 Сжигание пыли высокой концентрации	20–25	Возможно	Возможно	Ограничено	Требуется применение пылеконцентраторов или разделение на отдельные потоки при помощи вставок в тракте аэросмеси и профилированных обечаек

Продолжение таблицы Е.5

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
НДТ 2.22.8 Сжигание пыли различного фракционного состава с применением мельниц-активаторов	15–25	Возможно	Возможно	Ограничено	Применение мельниц-активаторов, усложнение сушильно-мельничной системы
НДТ 2.22.9 Ребернинговые мельницы и динамические сепараторы	20–40	Возможно	Возможно	Ограничено	Усложнение сушильно-мельничной системы
НДТ 2.22.10 Горелочные устройства с применением пристенного дутья	30–40	Возможно	Возможно	Да	Усложнение конструкции горелочного устройства

Окончание таблицы Е.5

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость		Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существующие установки		
НДТ 2.22.11 Плазмотроны	10–20	Возможно	Возможно	Ограничено	Усложнение конструкции горелочного устройства
НДТ 2.22.12 Безмазутный розжиг с применением электроионизационных воспламенителей (УВЭИ)	10–20	Возможно	Возможно	Ограничено	Усложнение конструкции горелочного устройства
НДТ 2.22.13 Низкотемпературное вихревое сжигания (НТВ-технология)	30–50	Возможно	Возможно	Да	Позволяет эффективно сжигать низкосортные топлива без использования «подсветки» пылеугольного факела газом и мазутом, практически полностью исключает шлакование поверхностей нагрева и повышает надежность работы котла
НДТ 2.23 Азотоочистка газов					
НДТ 2.23.1 Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	30–60	Возможно	Возможно	Ограничено	Возможен проскок аммиака. Применимость и эффективность СНКВ могут быть ограничены в случае котлов с переменной нагрузкой или с переменным качеством топлива

Таблица Е.6 – НДТ 2.24 Снижения выбросов SO_x при сжигании твердого топлива

Номер и название НДТ	Потенци- альное сокращение выбросов, %	Применимость		Промышленное внедрение на действующих объектах	Перекрестные эффекты, ограничение применимости
		Новые установки	Существую- щие установки		
НДТ 2.24 Снижение выбросов в атмосферу оксидов серы					
НДТ 2.24.1 Использование топлива с низким содержанием серы	Эффективное снижение выбросов SO _x	Возможно	Возможно	Да	В ряде случаев возможно повышение выбросов золы и NO _x . Имеются ограничения по сушильно-мельничным системам и по условиям шлакования
НДТ 2.24.2 Использование мокрых золоулови- телей по двойному щелочному способу	30–50	Возможно	Возможно	Ограничено	При совмещении процессов золо- и сероулавливания в одном мокром золоуловителе эффективность улавливания летучей золы повышается не менее, чем до 98%. Не рекомендуется для топлив с приведенной сернистостью выше 0,03% кг/МДж
НДТ 2.24.3 Использование упрощенной мокростухой сероочистки	30–50	Возможно	Возможно	Ограничено	Применима только при использовании в качестве золо- уловителя электрофилтра или рукавного филтра. Более глубокая сероочистка ограничена температурой газов, которая должна быть выше водяной точки росы на 25...30°С. Побочный продукт мокро-сухой сероочистки (сульфидно- сульфатная смесь) может быть частично использован при производстве цемента, гипсокартонных изделий, минеральных удобрений, в технологиях грануляции золошлаков и др.
НДТ 2.24.4 Аммиачно- сульфатная технология сероочистки	96–99	Возможно	Нет	Нет	Получение товарного продукта – сульфата аммония с возможностью его комерческой реализации. Дополнительное снижение выбросов мелких твердых частиц. Снижение температуры дымовых газов до температуры точки росы. Технология подходит только для крупных энергетических установок, сжигающих высокосернистые топлива

Таблица Е.7 – НДТ обращения с золошлаками

Номер и название НДТ	Применимость		Примечание
	Новые	Существующие	
НДТ 2.25 Обратные гидравлические, а также пневмогидравлические, механические (автотранспортные, конвейерные), пневматические и смешанные системы внутреннего и внешнего золоудаления и обратные гидравлические системы шлакоудаления, с сухими или гидравлическими сооружениями для накопления, хранения и захоронения золошлаков	Возможно	Возможно	Для накопления, хранения и захоронения золошлаков
НДТ 2.26 Изменение вида системы ЗШУ (например, переход от гидротранспорта к пневмотранспорту или автотранспорту золошлаков), дополнение систем золошлакоудаления технологическими участками, оборудованием для сбора, обработки и отгрузки золошлаков или их отдельных компонентов внешним потребителям. НДТ могут быть любые технологии, направленные на обеспечение сбора, накопления, обработки, подготовки и отгрузки сухой золы, шлаков, золо-шлаковой смеси или отдельных фракций золо-шлаков с целью их последующей утилизации на ТЭС или внешними потребителями	Возможно	Возможно	При наличии внешних потребителей материалов на основе золошлаков и экономической целесообразности

Окончание таблицы Е.7

Номер и название НДТ	Применимость		Примечание
	Новые	Существующие	
НДТ 2.27 Применение материалов на основе сухой золы, шлаков, золошлаковой смеси	Возможно	Возможно	Используется для ликвидации горных выработок и рекультивация нарушенных земель; в ландшафтном строительстве, общестроительных работах, устройстве насыпей, обратной засыпке траншей и т.п.; производстве цемента; бетонных изделий и смесей и т.д.; производстве кирпича; улучшении качества почв; в качестве фильтрующего материала для очистки сточных вод и изолирующего материала на полигонах ТКО и других отходов; в дорожном строительстве для устройства дорожных оснований и дорожных одежд

Таблица Е.8 – НДТ снижения выбросов NO_x при сжигании газообразного топлива

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
НДТ 3.1 Режимно-наладочные методы					
НДТ 3.1.1 Контролируемое снижение избытка воздуха	15–30	При наличии контроля за содержанием СО в дымовых газах за котлом	Да	Возможное увеличение содержания СО в уходящих дымовых газах до 100-200 мг/м ³	Не требует реконструкции котла

Окончание таблицы Е.8

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
НДТ 3.1.2 Нестехиометрическое сжигание	30–45	При наличии нескольких горелок (минимум - двух горелок на разных ярусах) и контроля СО	Да	Повышение избытка воздуха	Не требует реконструкции котла
НДТ 3.1.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла (упрощенное двухступенчатое сжигание)	20–5	При наличии двух или более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Не требует реконструкции котла, воздух подается через отключенные по топливу горелки
НДТ 3.2 Технологические методы, требующие изменения конструкции					
НДТ 3.2.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла	30–60	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха
НДТ 3.2.2 Малоземиссионная горелка	30–60	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
НДТ 3.2.3 Рециркуляция дымовых газов	30–60	На всех котлах	Да	Рост температуры перегрева. Снижение КПД	Требуется организация подачи газов в топку
НДТ 3.2.4 Малоземиссионная камера сгорания (МЭКС) ГТУ	Эмиссия NO _x менее 50 мг/м ³	Да	Ограниченный		

Таблица Е.9 – НДТ снижения выбросов в окружающую среду при разгрузке, хранении и транспортировке жидкого топлива

Номер и название НДТ	Применимость		Примечание
	Новые	Существующие	
НДТ 4.1 Использование систем хранения жидкого топлива, которые размещаются в герметичной обваловке, емкостью, как минимум, максимального объема самого большого резервуара	Возможно	Возможно	Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы утечки из верхней части резервуара и из систем перелива могли бы быть перехвачены и находиться внутри обваловки. Должна быть предусмотрена сигнализация предельного повышения давления и повышения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание
НДТ 4.2 Площадки для сливного оборудования должны быть забетонированы и иметь канавы для отвода в ловушки пролитого мазута	Возможно	Возможно	-
НДТ 4.3 Ливневые и талые воды должны быть собраны и обработаны в системах очистки перед сбросом или утилизироваться на ТЭС	Возможно	Возможно	-
НДТ 4.4 Температура подогрева мазута в открытых емкостях и при сливе из цистерн должна быть на 15°C ниже температуры вспышки, не выше 90°C	Возможно	Возможно	-
НДТ 4.5 Все сливное оборудование, насосы и трубопроводы должны быть заземлены для отвода статического электричества, возникающего при перекачке мазута, и для защиты от воздействия молний	Возможно	Возможно	-

Таблица Е.10 – НДТ снижения выбросов оксидов азота NO_x при сжигании жидких топлив

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуатационный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
НДТ 4.6 Режимно-наладочные методы					
НДТ 4.6.1 Контролируемое снижение избытка воздуха	15–30	При наличии контроля за содержанием СО в дымовых газах за котлом	Да	Допустимое увеличение содержания СО в уходящих дымовых газах до 100–200 мг/м ³	Не требует реконструкции котла
НДТ 4.6.2 Нестехио-метрическое сжигание	20–40	При наличии нескольких горелок (минимум двух горелок на разных ярусах) и контроля СО	Да	Повышение избытка воздуха	Не требует реконструкции котла
НДТ 4.6.3 Двухступенчатое сжигание без реконструкции котла (упрощенное двухступенчатое сжигание)	20–30	При наличии двух или более ярусов горелок	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки	Не требует реконструкции котла, воздух подается через отключенные по топливу горелки
НДТ 4.7 Технологические методы, требующие изменения конструкции КТЭУ					
НДТ 4.7.1 Двухступенчатое сжигание с реконструкцией котла	30-50	На всех котлах	Да	Повышение избытка воздуха. Повышение температуры на выходе из топки. Не рекомендуется на котлах СКД	Требуется монтаж сопел вторичного воздуха

Окончание таблицы Е.10

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применимость	Эксплуата- ционный опыт	Перекрестные эффекты, ограничение применимости	Примечания
НДТ 4.7.2 Малоэмиссион- ная горелка*)	30–50	На всех котлах	Да	-	Требуется замена горелок
НДТ 4.7.3 Рециркуляция дымовых газов	20–50	На всех котлах	Да	Рост температуры перегрева. Снижение КПД	Требуется организация подачи газов в топку
НДТ 4.7.4 Технология сжигания водомазутной эмульсии	10–30	На всех котлах	Ограничено	Снижение КПД	Рекомендуется для сжигания замазученных вод
НДТ 4.7.5 Малоэмиссионная камера сгорания ГТУ (МЭКС)	Эмиссия NO _x менее 50 мг/м ³	Да	Ограниченный	Возможно увеличение выхода СО	Горелуи предварительного смешения
НДТ 4.8 Азотоочистка газов					
НДТ 4.8.1 Селективное некаталитическое восстановление оксидов азота (СНКВ)	30-50	Да	Ограниченный	Возможен вынос аммиака до 20 мг/м ³ с уходящими газами	Требуется монтаж узла ввода реагента и оборудования для его хранения и подачи

Таблица Е.11 – НДТ снижения выбросов оксидов серы SO₂ при сжигании жидкого топлива

Номер и название НДТ	Потенциальное сокращение выбросов, %	Применение		Эксплуатационный опыт	Перекрестные влияния, ограничения применимости
		Новые установки	Модернизированные		
НДТ 4.9. Снижение выбросов в атмосферу оксидов серы					
НДТ 4.9.1 Использование топлива с низким содержанием серы	Снижение выбросов SO ₂ в источнике	Возможно	Возможно	Да	-
НДТ 4.9.2 Уменьшение доли сжигаемого мазута за счет сжигания газа	Снижение выбросов SO ₂ в источнике	Возможно	Возможно	Да	Одновременное снижение выбросов NO _x и СО

Таблица Е.12 – НДТ ликвидации продуктов очистки оборудования мазутного хозяйства

Номер и название НДТ	Применимость		Примечание
	Новые	Существующие	
НДТ 4.10.1 Оборудование мест временного хранения (накопления) отходов, образовавшихся в результате зачистки и промывки оборудования	Возможно	Возможно	Зоны хранения должны быть спроектированы таким образом, чтобы исключить утечки отходов.
НДТ 4.10.2 Утилизация (ликвидация) продуктов зачистки путем сжигания в котлах или специальных утилизационных печах или передачи для вторичного использования	Возможно	Возможно	-
НДТ 4.10.3 Ликвидации твердых и сгустившихся продуктов очистки путем выгрузки их на угольный склад и дальнейшего сжигания в котлах	Ограничено	Ограничено	-
НДТ 4.10.4 Захоронение продуктов очистки в специально выбранных местах по согласованию с пожарной и санитарной инспекциями	Возможно	Возможно	При соблюдении всех правил и требований к захоронению отходов

Производственный экологический контроль

При планировании и осуществлении ПЭК на ТЭС и в котельных осуществляется контроль показателей, перечисленных в таблицах Е.4.13–Е.4.15 с учетом указанных там же областей, условий и ограничений их применения. Таблицы включают общий перечень показателей, без учета особенностей конкретного энергообъекта. Объем ПЭК для конкретного энергообъекта определяется перечнем нормативов воздействий на окружающую среду, установленным для него уполномоченными государственными органами. При этом учитывается, что целью ПЭК является контроль только тех показателей, для которых, в соответствии с природоохранным законодательством, установлены нормативы или ограничения для данного объекта.

Таблицы включают перечни нормируемых показателей, характеризующих возможные воздействия ТЭС и котельных на окружающую среду. Для их определения, в соответствии с применяемыми методиками, может быть необходимо определение (измерение или расчет) вспомогательных показателей или параметров (например, содержания кислорода, влажности, температуры и давления дымовых газов и т.д.). Определение данных вспомогательных показателей и параметров является особенностью конкретных методик измерений или расчетов и в таблицах не упоминается.

К методикам и средствам измерений, применяемым для осуществления ПЭК, предъявляются следующие требования:

- средства измерения, применяемые для непрерывного автоматического и периодического инструментального контроля, должны быть внесены в Реестр утвержденных типов средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений;

- методики измерения, применяемые для периодического инструментального контроля, должны быть внесены в Реестр аттестованных методик измерений или реестр утвержденных типов средств измерений Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений;

- расчетные методики должны быть включены в Перечень методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками, утвержденный Минприроды России.

Периодичность контроля может быть ниже указанной в таблицах в случаях, когда технологическая установка – источник выделения выбросов или сточных вод – временно не функционирует: находится в ремонте, резерве, на консервации.

Таблица Е. 13 – Методы контроля технологических показателей для выбросов

Измеряемые показатели	Методы контроля	Область, условия и ограничения применения метода контроля
Масса выбросов в атмосферу оксидов азота (NO , NO_2 , NO_x в пересчете на NO_2) с дымовыми газами КТЭУ *	Непрерывный с применением систем автоматического контроля	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу оксидов азота (NO , NO_2 , NO_x в пересчете на NO_2) с дымовыми газами КТЭУ *	Периодический (1 раз в год)	Определение массы выбросов от КТЭУ, на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу оксида углерода (CO) с дымовыми газами КТЭУ	Непрерывный с применением систем автоматического контроля	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу оксида углерода (CO) с дымовыми газами КТЭУ	Периодический (1 раз в год)	Определение массы выбросов от КТЭУ, на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO_2) с дымовыми газами КТЭУ	Непрерывный с применением систем автоматического контроля	Для КТЭУ, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO_2) с дымовыми газами КТЭУ	Периодический (1 раз в год)	Для КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, и на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. При сжигании газа масса выбросов SO_2 контролируется в случае установления нормативов выбросов этого ЗВ. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу сернистого ангидрида (SO_2) с дымовыми газами КТЭУ	Расчетный (1 раз в год)	Для КТЭУ, сжигающих твердое и (или) жидкое топливо, на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения. При сжигании газа масса выбросов SO_2 контролируется в случае установления нормативов выбросов этого ЗВ. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива

Окончание таблицы Е 13

Измеряемые показатели	Методы контроля	Область, условия и ограничения применения метода контроля
Масса выбросов в атмосферу золы твердого топлива с дымовыми газами КТЭУ	Непрерывный с применением систем автоматического контроля	Для КТЭУ, сжигающих твердое топливо, на которые распространяется требование о применении автоматических средств измерения. Расход дымовых газов целесообразно определять по расходу топлива
Масса выбросов в атмосферу золы твердого топлива с дымовыми газами КТЭУ	Периодический (1 раз в год)	Для КТЭУ, сжигающих твердое топливо, на которые не распространяется требование о применении автоматических средств измерения
Масса выбросов в атмосферу мазутной золы с дымовыми газами КТЭУ	Расчетный (1 раз в год)	Для КТЭУ, сжигающих мазут
Масса выбросов в атмосферу бензапирена с дымовыми газами КТЭУ	Расчетный (1 раз в год)	Для КТЭУ, сжигающих мазут
Масса выбросов в атмосферу пыли угля от складов твердого топлива	Расчетный (1 раз в год)	При осуществлении перевалок твердого топлива на складах твердого топлива
Масса выбросов в атмосферу золы твердого топлива от золошлакоотвалов	Расчетный (1 раз в год)	При осуществлении перевалок золошлаковых отходов на золошлакоотвалах

* Нормативы выбросов оксидов азота могут устанавливаться как отдельно по оксидам азота NO и NO₂ (НДВ), так и по суммарному показателю NO_x в пересчете на NO₂ (технологические нормативы выбросов). В соответствии с Методами расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе [21], эти массы и массовые концентрации NO, NO₂ и NO_x связаны следующими соотношениями:

$$CNO_x = CNO_2 + 1,53 * CNO;$$

$$CNO_2 = a_N * CNO_x;$$

$$CNO = 0,65 * (1 - a_N) * CNO_x,$$

где a_N – безразмерный коэффициент частичной трансформации NO в более токсичный NO₂, который может иметь различные значения для разных территорий и определяться по расчетным и по экспериментальным данным. При отсутствии данных для конкретной территории значение коэффициента частичной трансформации a_N нужно принимать равным для максимальных разовых концентраций 0,8, для среднегодовых концентраций – 0,6. В зависимости от вида установленных нормативов измеряемые величины необходимо пересчитывать по приведенным выше формулам.

Таблица Е. 14 – Методы контроля объемов водопользования

Измеряемые показатели	Методы контроля	Область, условия и ограничения применения метода контроля
Расход воды, забираемой из поверхностных и подземных водных объектов	Непрерывный с применением систем автоматического контроля	При наличии технической возможности
Расход воды в системах прямоточного водоснабжения	Косвенные методы по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п. (1 раз в квартал)	
Расход воды в системах оборотного технического водоснабжения систем охлаждения, гидрозолоудаления	Косвенные методы по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п. (1 раз в квартал)	
Расход воды в системах повторно-последовательного водоснабжения	Косвенные методы по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п. (1 раз в квартал)	
Расход воды, передаваемой сторонним организациям	В соответствии с условиями договора водоснабжения	В соответствии с условиями договора водоснабжения
Расход сточных вод, отводимых в водные объекты	Непрерывный с применением систем автоматического контроля	При наличии технической возможности

Окончание таблицы Е. 14

Измеряемые показатели	Методы контроля	Область, условия и ограничения применения метода контроля
Расход сточных вод, отводимых в водные объекты	Косвенные методы по паспортным характеристикам и числу часов работы насосного оборудования, нормам водопотребления (водоотведения), потреблению насосами электроэнергии и т.п. (1 раз в квартал)	
Расход сточных вод, отводимых в водные объекты	Расчетные методы на основе водного баланса для каждого узла ТЭС (1 раз в квартал)	
Расход сточных вод, отводимых в централизованные системы водоотведения	В соответствии с условиями договора водоотведения	В соответствии с условиями договора водоотведения

Таблица Е. 15 – Методы контроля технологических показателей для сбросов

Измеряемые показатели	Методы контроля	Область, условия и ограничения применения метода контроля
Температура	Непрерывный с применением систем автоматического контроля или периодический (1 раз в месяц)	Для выпусков теплообменных вод прямоточных систем охлаждения и продувочных вод оборотных систем охлаждения. Непрерывный метод применяется при наличии технической возможности
Водородный показатель рН	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения и сточных вод от ВПУ, сточных вод от консервации и химических очисток оборудования, сточных вод систем ГЗУ, вод от обмывок РВП и КПН
Нефтепродукты	Непрерывный с применением систем автоматического контроля или периодический (1 раз в месяц)	Для выпусков: - теплообменных вод прямоточных систем охлаждения и продувочных вод водных оборотных систем охлаждения при охлаждении маслonaполненного оборудования; - сточных вод хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажных вод производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты; - поверхностного стока с территории промплощадки
Взвешенные вещества	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для выпусков: - продувочных вод оборотных систем охлаждения; - сточных вод хозяйств жидких топлив, маслохозяйств, дренажных вод производственных помещений, в которых хранятся или применяются нефтепродукты; - поверхностного стока с территории промплощадки; - сточных вод от консервации и химических очисток оборудования; - дренажных вод подземных сооружений, систем понижения уровня грунтовых вод; - сточных вод систем гидрозолаудаления; - сточных вод водоподготовительных установок; - вод от обмывок РВП и КПН; - очищенных бытовых стоков

Окончание таблицы Е. 15

Измеряемые показатели	Методы контроля	Область, условия и ограничения применения метода контроля
БПК	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для выпусков очищенных бытовых стоков
Хлориды (Cl ⁻)	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки хлорида натрия и (или) соляной кислоты
Сульфаты (SO ₂ ⁻⁴)	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки сернокислого железа и (или) серной кислоты
Железо (Fe ³⁺)	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки в качестве коагулянта соединений железа
Алюминий (Al ³⁺)	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для сточных вод от ВПУ при использовании в технологическом процессе водоподготовки в качестве коагулянта соединений алюминия
Токсичность	Периодический (1 раз в 3 месяца)	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения при постоянном введении биоцидов в циркуляционную или подпиточную воду.
Токсичность	При обработке биоцидами	Для выпусков продувочных вод оборотных систем охлаждения при периодическом введении биоцидов в циркуляционную или подпиточную воду
Токсичность	При проведении очисток, обмывок	Для выпусков: сточных вод от консервации и химических очисток оборудования; сточных вод от обмывок РВП и КПН

Библиография

Библиография к Разделам Введение. Предисловие

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523 // СПС «КонсультантПлюс».
2. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 №1209-р // СПС «КонсультантПлюс».
3. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7 «Об охране окружающей среды» // СПС «КонсультантПлюс».
4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.06.2015 № 1316-р «Перечень загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» // URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102375372>
5. Приказ Минпромторга России от 23.08.2019 № 3134 «Об утверждении методических рекомендаций по определению технологии в качестве НДТ» // СПС «КонсультантПлюс».
6. Паспорт национального проекта «Экология» [Электронный ресурс] // URL: http://www.mnr.gov.ru/activity/directions/natsionalnyy_proekt_ekologiya/
7. Распоряжение Правительства РФ от 19.03.2014 № 398-р «О комплексе мер, направленных на отказ от использования устаревших и неэффективных технологий, переход на принципы наилучших доступных технологий и внедрение современных технологий» // СПС «КонсультантПлюс».
8. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants. [Электронный ресурс] // URL: https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/sites/default/files/2019-11/JRC_107769_LCPBref_2017.pdf
9. Приказ Минпромторга России от 18.12.2019 № 4841 «Об утверждении порядка сбора и обработки данных, необходимых для разработки и актуализации информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям» // СПС «КонсультантПлюс».
10. Информационные обзоры. «Единая энергетическая система России: промежуточные итоги». Оперативные данные. [Электронный ресурс] // URL: <https://www.soups.ru/functioning/ees/ups-review/ups-review21/>
11. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы» // СПС «КонсультантПлюс».
12. Информационно-аналитический доклад «О состоянии теплотехники и централизованного теплоснабжения в российской федерации в 2019 году». [Электронный ресурс] // URL: <https://minenergo.gov.ru/view-pdf/20641/155834>
13. Распоряжение Правительства РФ от 31.10.2014 № 2178-р «О поэтапном графике создания в 2015–2017 годах отраслевых справочников наилучших доступных технологий» (с изменениями и дополнениями) // СПС «КонсультантПлюс».
14. Постановление Правительства РФ от 31 декабря 2020 № 2398 «Критерии отнесения объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II, III и IV категорий» // СПС «КонсультантПлюс».
15. Приказ Минприроды России № 154 от 18.04.2018 «Об утверждении перечня объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, относящихся к I категории, вклад которых в суммарные выбросы, сбросы загрязняющих веществ в Российской

Федерации составляет не менее чем 60 процентов». Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 18.04.2018 № 154. Официальное опубликование правовых актов // Официальный интернет-портал правовой информации (pravo.gov.ru).

16. Постановление Правительства РФ № 250 от 09.03.2019 «О внесении изменений в Правила определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям». Документы // Правительство России (government.ru).

17. Поручение Заместителя Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Абрамченко от 08.09.2021 № ВА-П11-124777 об обеспечении актуализации информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии // Правительство России (government.ru).

18. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 10.06.2022 № 1537-р Официальное опубликование правовых актов // Официальный интернет-портал правовой информации (pravo.gov.ru).

19. Поручение Президента Российской Федерации от 14.12.2021 Пр-2519, п. 2 по обеспечению актуализации информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям в сфере производства электрической и тепловой энергии через сжигание топлива с учетом особенностей определения таких технологий для территорий проведения эксперимента по квотированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на основе установленных национальными стандартами нормативов удельных выбросов для котельных установок и оборудования [Электронный ресурс] // URL: <http://www.kremlin.ru/acts/assignments/orders/67453>

20. Федеральный закон № 102-ФЗ от 26.06.2008 «Об обеспечении единства измерений» // СПС «КонсультантПлюс».

Библиография к Разделу 1

21. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года» // СПС «КонсультантПлюс».

22. Приказ Минэнерго России от 26.02.2021 № 88 «Об утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы» // СПС «КонсультантПлюс».

23. Информационно-аналитический доклад «О состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2020 году», Министерство энергетики Российской Федерации, 2021 год // URL: <https://minenergo.gov.ru/node/17737>

24. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году, АО «СО ЕЭС» [Электронный ресурс] // URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2022/tech-disc2022ups/> (дата обращения: 29.06.2022).

25. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» // СПС «КонсультантПлюс».

26. Единая энергетическая система России [Электронный ресурс] // URL: <https://www.so-ups.ru/functioning/ees/ups2021/#:~>

27. Интернет-сайт ПАО «Камчатскэнерго». Производство электроэнергии // URL: <https://kamenergo.ru/invest/osnovnye-pokazateli/proizvodstvo-elektroenergii/>

Библиография к Разделу 2

28. Основы современной энергетики / Под ред. А. Д. Трухня – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.
29. Росляков, П. В. Методы защиты окружающей среды / П. В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007.
30. Назмеев, Ю. Г. Системы топливоподачи и пылеприготовления ТЭС: Справочное пособие / Ю. Г. Назмеев, Г. Р. Мингалеева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2005.
31. Справочник по котельным установкам: Топливо. Топливоприготовление. Топки и топочные процессы / Под общ. ред. М. И. Неуймина, Т. С. Добрякова. – М.: Машиностроение, 1993.
32. Тумановский, А. Г. Котлы с циркулирующим кипящим слоем / А. Г. Тумановский, А. Н. Тугов, П. В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2014.
33. Природоохранные технологии на ТЭС / Под ред. Н. Д. Рогалева, В. Б. Прохорова. – М.: Издательство МЭИ, 2021.
34. Алехнович, А. Е. Реконструкция и новые котлы отечественных ТЭС / А. Е. Алехнович. – Челябинск: Полисервис, 2019.
35. Росляков, П. В. Золоуловители ТЭС / П. В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2018.
36. Современные природоохранные технологии в электроэнергетике: Информационный сборник / Под общ. ред. В. Я. Путилова. — М.: Издательский дом МЭИ, 2007.
37. Росляков, П. В. Эффективное сжигание топлив с контролируемым химическим недожогом / П. В. Росляков, И. Л. Ионкин, К. А. Плешанов // Теплоэнергетика. – 2009 - № 1 – С. 20-23.
38. Зыков, А. М. Использование технологии селективного некаталитического восстановления оксидов азота для очистки дымовых газов пылеугольных котлов / А. М. Зыков, О. Н. Кулиш и др // Энергетик. – 2012. – № 4.
39. Зыков, А. М. Опыт внедрения установки СНКВ на энергоблоке 330 МВт Каширской ГРЭС / А. М. Зыков, С. Н. Аничков и др // Электрические станции. – 2012. – № 6.
40. Вишня, Б. Л. РД 34.27.109—96. Методические указания по проектированию систем пневмоудаления золы от котлоагрегатов ТЭС, установок отпуска сухой золы потребителям и отгрузки ее на насыпные золоотвалы / Б. Л. Вишня, В. Я. Путилов. – Екатеринбург: Уралтехэнерго, 1996.
41. Росляков, П. В. Обоснование выбора новых технологических показателей выбросов золы и оксидов серы для российских ТЭС и обеспечивающих их наилучших доступных технологий / П. В. Росляков, Т. В. Гусева, А. Mikaelsson // Электрические станции. – 2021. – № 8. – С. 2–13.
42. Вишня, Б. Л. Перспективные технологии удаления, складирования и использования золошлаков ТЭС / Б. Л. Вишня, В. М. Уфимцев, Ф. Л. Капустин. – Екатеринбург: ГОУ ВПО «УГТУ-УПИ», 2006.
43. Тугов, А. Н. Текущее состояние угольных электрогенерирующих мощностей в мире / А. Н. Тугов, И. В. Артемьева // Энергохозяйство за рубежом. – 2021. – № 6. – С. 17–24.
44. Тумановский, А. Г. Энергетические парогазовые установки с внутрицикловой газификацией угля / А. Г. Тумановский, А. Н. Тугов, П. В. Росляков – М.: Издательство МЭИ, 2014.
45. Беляйкин, В. М. Опыт освоения опытно- промышленной установки очистки дымовых газов от диоксида серы на Дорогобужской ТЭЦ / В. М. Беляйкин, Б. В. Некрасов, С. К. Федорова и др. // Электрические станции. – 1996. – № 7.
46. Шмиголь, И. Н., Перспективы использования установок сероочистки на предприятиях / И. Н. Шмиголь // Экология производства. – 2011. – № 2.
47. Володин, А. М. Опыт освоения установок очистки дымовых газов от оксидов

серы при сжигании органического топлива на отечественных ТЭЦ / А. М. Володин, А. Н. Епихин, С. К. Федорова // Электрические станции. – 2015. – № 1.

48. Тумановский, А. Г. Перспективы внедрения наилучших доступных технологий по охране атмосферы на предприятиях тепловой энергетики / А. Г. Тумановский, А. Н. Чуганва, О. Н. Брагина // Электрические станции. – 2016. – № 7.

49. Шейндлин, А. Е. Опыт работы котла с кольцевой топкой и перспективы его использования на угольных ТЭС / А. Е. Шейндлин, С. В. Алексеенко и др. // Электрические станции. – 2015. – № 9. – С. 2-7.

50. Рундыгин, Ю. А. Низкотемпературная вихревая технология сжигания твердых топлив: опыт внедрения, перспективы использования / Ю. А. Рундыгин, К. А. Григорьев, В. Е. Скудицкий // Всерос. науч.-технич. семинар “Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем” (Москва, 23-24.01.2001): Сб. докл. – М.: ВТИ, 2001. – С. 286-295.

51. Алехнович, А. Н. Улавливание золы на отечественных ТЭС / А. Н. Алехнович. – Челябинск: Полисервис, 2020.

52. Тепловой расчет котлов (нормативный метод). – СПб, РАО «ЕЭС России», 1998.

53. ГОСТ 25818-2017. Золо-уноса тепловых электростанций для бетонов. Технические условия.

54. Распоряжение Правительства РФ от 15.06.2022 № 1557-р // СПС «КонсультантПлюс».

Библиография к Разделу 3

55. Росляков, П. В. Методы защиты окружающей среды / П. В. Росляков. – М.: Издательство МЭИ, 2007.

56. Трухний, А. Д. Парогазовые установки электростанций / А. Д. Трухний. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013.

57. Тумановский, А. Г. Разработка малоэмиссионных камер сгорания энергетических ГТУ / А. Г. Тумановский, Л. А. Булысова, В. Д. Васильев, М. Н. Гутник, М. М. Гутник // Теплоэнергетика. – 2021. – № 6.

58. СТО 70238424.27Л00.020-2008. Газовое хозяйство ТЭС. Условия создания, нормы и требования. – М.: НП «ИНВЕЛ», 2008.

59. Ольховский, Г. Г. Наиболее мощные энергетические ГТУ (обзор) / Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. – 2021. – № 6. – С. 87-93.

60. Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года // СПС «КонсультантПлюс».

61. Постановление Правительства РФ от 21.09.2019 № 1228 «О принятии Парижского соглашения» // СПС «КонсультантПлюс».

62. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 05.08.2021 № 2162-р // СПС «КонсультантПлюс».

Библиография к Разделу 4

63. СО 34.23.501-2005. Методические указания по эксплуатации мазутных хозяйств тепловых электростанций. – М.: Фирма ОРГРЭС, 2005.

64. Белосельский, Б. С. Технология топлива и энергетических масел / Б. С. Белосельский. – М.: Издательство МЭИ, 2005.

65. Липов, Ю. М. Котельные установки и парогенераторы / Ю. М. Липов, Ю. М. Третьяков. – Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2006.

Библиография к Разделу 7

66. Тупов, В. Б. Снижение шума от энергетического оборудования / В. Б. Тупов. – М.: Издательство МЭИ, 2005. – 232 с.
67. Тупов, В. Б. Факторы физического воздействия ТЭС на окружающую среду / В. Б. Тупов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 284 с.
68. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», утверждены постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 28.01.2021 № 2. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы от 28.01.2021 № 1.2.3685-21.
69. ГОСТ 31295.2-2005 (ИСО 9613-2:1996). Шум. Затухание звука при распространении на местности. Часть 2. Общий метод расчета.
70. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

Библиография к Разделу 8

71. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» // СПС «КонсультантПлюс».
72. Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» // СПС «КонсультантПлюс».
73. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ // СПС «КонсультантПлюс».
74. Распоряжение Правительства РФ от 08.07.2015 № 1316-р (с изменениями на 10 мая 2019 года) «Об утверждении перечня загрязняющих веществ, в отношении которых применяются меры государственного регулирования в области охраны окружающей среды» // СПС «КонсультантПлюс».
75. Приказ Министерства энергетики РФ от 25.10.2017 № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» // СПС «КонсультантПлюс».
76. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 18.02.2022 № 109 «Об утверждении требований к содержанию программы производственного экологического контроля, порядка и сроков представления отчета об организации и о результатах осуществления производственного экологического контроля» // СПС «КонсультантПлюс».
77. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 09.11.2020 № 903 «Об утверждении Порядка ведения собственниками водных объектов и водопользователями учета объема забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов и объема сброса сточных, в том числе дренажных, вод, их качества» // СПС «КонсультантПлюс».
78. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 06.02.2008 № 30 «Об утверждении форм и порядка представления сведений, полученных в результате наблюдений за водными объектами, заинтересованными федеральными органами исполнительной власти, собственниками водных объектов и водопользователями» // СПС «КонсультантПлюс».
79. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 29.12.2020 № 1118 «Об утверждении Методики разработки нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ в водные объекты для водопользователей» // СПС «КонсультантПлюс».
80. Перечень методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками: [Электронный ресурс] // URL:

https://www.mnr.gov.ru/docs/metodiki_rascheta_vybrosov_vrednykh_zagryaznyayushchikh_veshchestv_v_atmosfernyy_vozdukh_statsionarn/perechen/ (Дата обращения: 12.04.2022).

81. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных установок ТЭС. РД 34.02.305-98, СО 34.02.305-98 // URL: https://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=1949

82. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час, утверждена Госкомэкологии России 07.07.1999 // URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294849/4294849657.htm>

83. Методические указания по расчету выбросов оксидов азота с дымовыми газами котлов тепловых электростанций, утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 286 // URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200033951>

84. Методика расчета и установления максимальных допустимых удельных выбросов для действующих котельных установок ТЭС. – М., 2008.

85. СТО ОАО «Мосэнерго». Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от ТЭС и котельных. – М., 2013.

86. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, утверждена Минприроды России 14.02.2001 // URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4293852/4293852662.htm>

87. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 т/час // URL: <https://www.skintavr.ru/методики-расчета-выбросов-зв/электроэнергетика/19-методические-указания-по-расчету-выбросов-загрязняющих-веществ-при-сжигании-топлива-в-котлах-производительностью-до-30-т-1985/file.html>

88. Методика расчета выбросов бенз(а)пирена в атмосферу паровыми котлами электростанций, утверждена приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 286 // URL: <https://meganorm.ru/Index2/1/4294813/4294813118.htm>

89. ИТС 22.1-2021 Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения. – М.: Бюро НДТ, 202.

90. Постановление Правительства РФ от 13.03.2019 г. № 262 «Об утверждении Правил создания и эксплуатации системы автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ и (или) сбросов загрязняющих веществ» // СПС «КонсультантПлюс».

91. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 06.06.2017 № 273 «Об утверждении методов расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе» // СПС «КонсультантПлюс».